
**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 2012**

ENERSIS y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

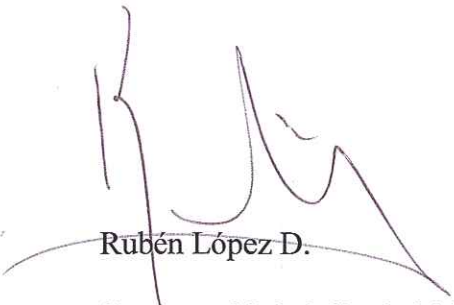
- Informe de los auditores independientes**
- Estados Financieros Consolidados**
- Notas a los Estados Financieros Consolidados**

Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores
Enersis S.A.

1. Hemos revisado el estado de situación financiera consolidado intermedio de Enersis S.A. y filiales al 30 de junio de 2012 y los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2012 y 2011 y los correspondientes estados consolidados intermedios de flujos de efectivo y de cambios en el patrimonio por los períodos de seis meses terminados en esas fechas. La Administración de Enersis S.A. es responsable por la preparación y presentación de estos estados financieros consolidados intermedios y sus correspondientes notas de acuerdo con la NIC 34 “Información financiera intermedia” incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF). No hemos revisado los estados financieros de ciertas filiales y coligadas, cuyos estados financieros reflejan activos ascendentes a un 34,4% del estado consolidado de situación financiera intermedio al 30 de junio de 2012, e ingresos que representan un 28,4% y 30,77% de los correspondientes ingresos totales consolidados por los períodos de seis meses terminados al 30 de junio de 2012 y 2011, 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.
2. Hemos efectuado nuestras revisiones de acuerdo con normas establecidas en Chile. 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 estas revisiones 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.
3. Basados en nuestras revisiones y en los informes de revisión 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 éstos estén de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

4. Con fecha 31 de enero de 2012, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2011 de Enersis S.A. y filiales en los cuales se incluye el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2011 que se presenta en los estados financieros consolidados adjuntos, además de sus correspondientes notas.

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Rubén López D.', written over a horizontal line.

Rubén López D.

Santiago, 25 de julio de 2012

ERNST & YOUNG LTDA.

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	731.224.178	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	6	1.028.695	939.220
Otros activos no financieros corriente		96.170.743	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	942.866.281	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	30.650.834	35.282.592
Inventarios	9	94.956.591	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	10	193.692.754	141.827.684
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		2.090.590.076	2.525.965.008
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.090.590.076	2.525.965.008
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	6	52.773.846	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes		122.475.395	109.501.108
Derechos por cobrar no corrientes	7	498.065.059	443.328.450
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	12.312.830	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.178.424.949	1.467.398.214
Plusvalía	14	1.424.774.866	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	15	7.287.565.825	7.242.731.006
Propiedad de inversión	16	38.355.653	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	17	402.109.183	379.938.628
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.016.857.606	11.207.905.744
TOTAL DE ACTIVOS		13.107.447.682	13.733.870.752

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	496.395.311	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.133.321.336	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	116.162.327	157.177.638
Otras provisiones corrientes	22	91.051.571	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	10	118.888.396	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		69.645.294	60.653.304
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.025.464.235	2.460.533.635
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.025.464.235	2.460.533.635
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	3.251.765.537	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	13.716.198	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	-
Otras provisiones no corrientes	22	211.989.377	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	17	528.804.552	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	261.081.628	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes		84.610.818	102.985.451
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.351.968.110	4.377.183.260
TOTAL PASIVOS		6.377.432.345	6.837.716.895
PATRIMONIO			
Capital emitido	24.1	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.271.547.120	2.232.968.880
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.441.759.705)	(1.320.882.757)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.813.429.898	3.895.728.606
Participaciones no controladoras	24.6	2.916.585.439	3.000.425.251
PATRIMONIO TOTAL		6.730.015.337	6.896.153.857
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		13.107.447.682	13.733.870.752

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

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2012 M\$	2011 M\$	2012 M\$	2011 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	3.177.505.384	3.057.655.559	1.585.923.069	1.555.527.658
Otros ingresos, por naturaleza	25	118.198.244	144.066.119	65.663.101	70.624.873
Total de Ingresos		3.295.703.628	3.201.721.678	1.651.586.170	1.626.152.531
Materias primas y consumibles utilizados	26	(1.899.987.082)	(1.800.495.030)	(974.565.644)	(927.449.445)
Margen de Contribución		1.395.716.546	1.401.226.648	677.020.526	698.703.086
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		23.448.608	22.554.243	14.241.832	13.931.237
Gastos por beneficios a los empleados	27	(207.059.966)	(173.396.774)	(104.389.354)	(82.638.237)
Gasto por depreciación y amortización	28	(217.975.697)	(206.023.497)	(105.128.232)	(100.377.005)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(17.489.627)	15.802.391	(9.849.350)	(6.198.366)
Otros gastos por naturaleza	29	(257.289.774)	(325.098.481)	(129.082.871)	(139.070.904)
Resultado de Explotación		719.350.090	735.064.530	342.812.551	384.349.811
Otras ganancias (pérdidas)	30	1.747.287	(7.153.835)	1.081.750	1.771.171
Ingresos financieros	31	89.454.102	93.169.342	45.558.791	52.220.936
Costos financieros	31	(234.330.936)	(217.623.424)	(116.565.101)	(109.420.590)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	5.336.555	4.322.175	2.608.341	1.943.084
Diferencias de cambio	31	(9.527.433)	668.725	(5.917.201)	(914.137)
Resultado por unidades de reajuste	31	(7.865.034)	(13.101.710)	(1.058.528)	(9.382.567)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		564.164.631	595.345.803	268.520.603	320.567.708
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(175.206.441)	(178.628.307)	(110.661.073)	(85.190.282)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		388.958.190	416.717.496	157.859.530	235.377.426
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		388.958.190	416.717.496	157.859.530	235.377.426
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		162.620.854	201.756.280	61.959.555	105.905.615
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		226.337.336	214.961.216	95.899.975	129.471.811
GANANCIA (PÉRDIDA)		388.958.190	416.717.496	157.859.530	235.377.426
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	4,98	6,18	1,90	3,24
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	4,98	6,18	1,90	3,24
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	4,98	6,18	1,90	3,24
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	4,98	6,18	1,90	3,24

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2012 M\$	2011 M\$	2012 M\$	2011 M\$
Ganancia (Pérdida)		388.958.190	416.717.496	157.859.530	235.377.426
Componentes de otro resultado integral antes de impuestos					
Diferencias de cambio por conversión					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(194.667.969)	238.028.178	(71.071.430)	43.579.403
Total diferencias de cambio por conversión		(194.667.969)	238.028.178	(71.071.430)	43.579.403
Activos financieros disponibles para la venta					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		861	(1.168)	(455)	(519)
Total activos financieros disponibles para la venta		861	(1.168)	(455)	(519)
Coberturas del flujo de efectivo					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		23.537.843	127.052	(22.003.758)	16.007.705
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		1.613.608	(3.067.212)	566.034	1.173.746
Total coberturas del flujo de efectivo		25.151.451	(2.940.160)	(21.437.724)	17.181.451
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		108.421	(2.162.013)	(78.922)	(2.015.602)
Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos		(169.407.236)	232.924.837	(92.588.531)	58.744.733
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral					
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(146)	198	78	87
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(3.106.646)	652.863	1.891.598	(2.820.233)
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		(33.451)	1.465.413	(5.275)	1.393.965
Total de impuestos a las ganancias		(3.140.243)	2.118.474	1.886.401	(1.426.181)
Total Otro Resultado Integral		(172.547.479)	235.043.311	(90.702.130)	57.318.552
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		216.410.711	651.760.807	67.157.400	292.695.978
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		42.828.885	302.401.883	(12.051.780)	128.340.816
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		173.581.826	349.358.924	79.209.180	164.355.162
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		216.410.711	651.760.807	67.157.400	292.695.978

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011

(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 01/01/2012	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-	13.836	(1.497.208.996)	(1.320.882.757)	2.232.968.880	3.895.728.606	3.000.425.251	6.896.153.857
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									162.620.854	162.620.854	226.337.336	388.958.190
Otro resultado integral			(134.905.513)	14.949.480	163.322	715	27	(119.791.969)		(119.791.969)	(52.755.510)	(172.547.479)
Resultado integral										42.828.885	173.581.826	216.410.711
Dividendos									(123.879.364)	(123.879.364)		(123.879.364)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			-		(163.322)		(921.657)	(1.084.979)	(163.250)	(1.248.229)	(257.421.638)	(258.669.867)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(134.905.513)	14.949.480	-	715	(921.630)	(120.876.948)	38.578.240	(82.298.708)	(83.839.812)	(166.138.520)
Saldo Final al 30/06/2012	2.824.882.835	158.759.648	41.717.155	14.639.215	-	14.551	(1.498.130.626)	(1.441.759.705)	2.271.547.120	3.813.429.898	2.916.585.439	6.730.015.337
Saldo Inicial al 01/01/2011	2.824.882.835	158.759.648	113.278.890	40.783.463	-	41.825	(1.505.891.534)	(1.351.787.356)	2.103.689.509	3.735.544.636	2.778.483.320	6.514.027.956
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									201.756.280	201.756.280	214.961.216	416.717.496
Otro resultado integral			99.513.266	2.144.090	(1.011.018)	(735)	-	100.645.603		100.645.603	134.397.708	235.043.311
Resultado integral										302.401.883	349.358.924	651.760.807
Dividendos									(157.797.982)	(157.797.982)		(157.797.982)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			3.236.883		1.011.018		16.571.189	20.819.090	(16.310.089)	4.509.001	(238.972.836)	(234.463.835)
Total de cambios en patrimonio	-	-	102.750.149	2.144.090	-	(735)	16.571.189	121.464.693	27.648.209	149.112.902	110.386.088	259.498.990
Saldo Final al 30/06/2011	2.824.882.835	158.759.648	216.029.039	42.927.553	-	41.090	(1.489.320.345)	(1.230.322.663)	2.131.337.718	3.884.657.538	2.888.869.408	6.773.526.946

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los periodos terminados al 30 de Junio de 2012 y 2011

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - junio	
		2012 M\$	2011 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		3.954.849.321	3.786.708.426
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		39.236.040	41.247.282
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		1.674.989	202.598
Otros cobros por actividades de operación		164.540.118	173.719.552
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(2.179.369.261)	(2.109.182.854)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(222.463.617)	(190.531.193)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(3.070.282)	(1.454.926)
Otros pagos por actividades de operación		(766.294.563)	(770.733.616)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(333.183.493)	(246.101.886)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(108.684.820)	(76.394.152)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		547.234.432	607.479.231
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		-	15.366.686
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		421.972	2.566.251
Compras de propiedades, planta y equipo		(238.791.587)	(241.562.066)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	7.347.561
Compras de activos intangibles		(96.353.912)	(91.474.911)
Compras de otros activos a largo plazo		(1.775.766)	-
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		(4.545.301)	(1.269.412)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		31.692	-
Dividendos recibidos		2.929.429	2.430.296
Intereses recibidos		33.410.065	11.897.590
Otras entradas (salidas) de efectivo		(34.871)	(4.029.810)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(304.708.279)	(298.727.815)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos		300.976.192	322.720.077
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		223.625.203	227.545.580
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		77.350.989	95.174.497
Préstamos de entidades relacionadas		11.984.909	-
Pagos de préstamos		(422.185.828)	(307.049.975)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(2.541.677)	(5.811.976)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(1.063.853)	-
Dividendos pagados		(427.426.286)	(503.449.802)
Intereses pagados		(136.780.268)	(104.063.818)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(22.511.157)	(4.221.569)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(699.547.968)	(601.877.063)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		(457.021.815)	(293.125.647)
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		(31.675.275)	98.416.439
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(488.697.090)	(194.709.208)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	5	1.219.921.268	961.355.037
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	5	731.224.178	766.645.829

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	14
2.4	Entidades filiales y de control conjunto.....	15
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	15
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	16
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	16
2.5	Sociedades Asociadas.....	16
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	16
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	18
a)	Propiedades, plantas y equipos.....	18
b)	Propiedad de inversión.....	20
c)	Plusvalía.....	20
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	21
d.1)	Concesiones.....	21
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	22
d.3)	Otros activos intangibles.....	22
e)	Deterioro del valor de los activos.....	22
f)	Arrendamientos.....	23
g)	Instrumentos financieros.....	24
g.1)	Activos financieros no derivados.....	24
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	24
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	25
g.4)	Derivados y operaciones de cobertura.....	25
g.5)	Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.....	26
g.6)	Baja de activos financieros.....	26
h)	Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación.....	27
i)	Inventarios.....	27
j)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	27
k)	Acciones propias en cartera.....	27
l)	Provisiones.....	28
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	28
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	28
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	29
o)	Impuesto a las ganancias.....	29
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	29
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	30
r)	Dividendos.....	30
s)	Sistemas de retribución basados en acciones.....	30
t)	Estado de flujos de efectivo.....	30
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	32
4.1	Generación:.....	32
4.2	Distribución:.....	34
5.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	36
6.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	37
7.	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	38
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	40

8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	40
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	40
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	40
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	41
8.2	Directorio y personal clave de la gerencia	41
8.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	43
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	43
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	44
8.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	44
9.	INVENTARIOS.....	46
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	46
11.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	47
12.	INVERSIONES EN ASOCIADAS CONTABILIZADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN Y SOCIEDADES CON CONTROL CONJUNTO.....	48
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación	48
12.2	Sociedades con control conjunto	49
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	50
14.	PLUSVALÍA.....	52
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	54
16.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	58
17.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	59
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	60
18.1	Préstamos que devengan intereses.....	61
18.2	Obligaciones No Garantizadas	64
18.3	Obligaciones Garantizadas.....	64
18.4	Deuda de cobertura.....	68
18.5	Otros aspectos.....	68
19.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	69
19.1.	Riesgo de tasa de interés.....	69
19.2.	Riesgo de tipo de cambio.....	70
19.3.	Riesgo de commodities.....	70
19.4.	Riesgo de liquidez.....	70
19.5.	Riesgo de crédito.....	71
19.6.	Medición del riesgo.....	71
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	72
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	72
20.2	Instrumentos derivados.....	73
20.3	Jerarquías del valor razonable.....	75
21.	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	76
22.	PROVISIONES.....	77
23.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	78
23.1	Aspectos generales:	78
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	78
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. GASTO 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.....	89
33. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.	90
33.1 Criterios de segmentación.	90
33.2 Generación ,distribución y otros.....	91
33.3 Países.	94
33.4 Generación y distribución por países.....	97
34. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	103
34.1 Garantías directas.....	103
34.2 Garantías Indirectas.....	103
34.3 Litigios y arbitrajes.	104
34.4 Restricciones financieras.	114
34.5 Otras informaciones.....	119
35. DOTACIÓN.....	120
36. SANCIONES.....	120
37. HECHOS POSTERIORES.....	123
38. MEDIO AMBIENTE.....	124
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO.....	125
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:	127
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:	131
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:	132
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:	133
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:	138
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:	140
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:.....	144

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2012.

(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 11.046 trabajadores al 30 de junio de 2012. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre de 2012 fue de 10.984 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 2011 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 31 de enero de 2012 y, posteriormente, presentados a consideración de Junta General de Accionistas celebrada con fecha 26 de abril de 2012, 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 2.6 y 3.m.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados intermedios de Enersis y filiales al 30 de junio de 2012 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 25 de julio de 2012.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.

Estos estados financieros consolidados intermedios se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta, que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Nota 3).

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 y a los criterios del Comité de Interpretaciones de las NIIF (en adelante, "CINIIF").

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2012:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar</p> <p><i>Modifica los requisitos de información cuando se transfieren activos financieros, con el fin de promover la transparencia y facilitar el análisis de los efectos de sus riesgos en la situación financiera de la entidad.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2011.</p>
<p>Enmienda a NIC 12: Impuestos a las ganancias</p> <p><i>Proporciona una excepción a los principios generales de la NIC 12 para las propiedades de inversión que se midan usando el modelo de valor razonable contenido en la NIC 40 "Propiedades de Inversión".</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2012.</p>

La aplicación de estos pronunciamientos contables no ha tenido efectos significativos para el Grupo.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2013 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:
<p>Enmienda a NIC 1: Presentación de estados financieros</p> <p><i>Modifica aspectos de presentación de los componentes de los "Otros resultados integrales". Se exige que estos componentes sean agrupados en aquellos que serán y aquellos que no serán posteriormente reclasificados a pérdidas y ganancia.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2012.</p>
<p>NIIF 10: Estados financieros consolidados</p> <p><i>Establece clarificaciones y nuevos parámetros para la definición de control, así como los principios para la preparación de estados financieros consolidados, que aplica a todas las entidades (incluyendo las entidades de cometido específico o entidades estructuradas).</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 11: Acuerdos conjuntos</p> <p><i>Redefine el concepto de control conjunto, alineándose de esta manera con NIIF 10, y requiere que las entidades que son parte de un acuerdo conjunto determinen el tipo de acuerdo (operación conjunta o negocio conjunto) mediante la evaluación de sus derechos y obligaciones. La norma elimina la posibilidad de consolidación proporcional para los negocios conjuntos.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 12: Revelaciones de participaciones en otras entidades</p> <p><i>Requiere ciertas revelaciones que permitan evaluar la naturaleza de las participaciones en otras entidades y los riesgos asociados con éstas, así como también los efectos de esas participaciones en la situación financiera, rendimiento financiero y flujos de efectivo de la entidad.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>NIIF 13: Medición del valor razonable</p> <p><i>Establece en una única norma un marco para la medición del valor razonable de activos y pasivos, e incorpora nuevos conceptos y aclaraciones para su medición. Además requiere información a revelar por las entidades, sobre las mediciones del valor razonable de sus activos y pasivos.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 27: Estados financieros separados</p> <p><i>Por efecto de la emisión de la NIIF 10, fue eliminado de la NIC 27 todo lo relacionado con estados financieros consolidados, restringiendo su alcance sólo a estados financieros separados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Nueva NIC 28: Inversiones en asociadas y negocios conjuntos</p> <p><i>Modificada por efecto de la emisión de NIIF 10 y NIIF 11, con el propósito de uniformar las definiciones y otras clarificaciones contenidas en estas nuevas NIIF.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIIF 7: Instrumentos financieros: Información a revelar</p> <p><i>Clarifica los requisitos de información a revelar para la compensación de activos financieros y pasivos financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Modifica el reconocimiento y revelación de los cambios en la obligación por beneficios de prestación definida y en los activos afectos del plan, eliminando el método del corredor y acelerando el reconocimiento de los costos de servicios pasados.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Enmienda a NIC 32: Instrumentos financieros: Presentación</p> <p><i>Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio de compensaciones de NIC 32.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>NIIF 9: Instrumentos Financieros: Clasificación y medición</p> <p><i>Corresponde a la primera etapa del proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Modifica la clasificación y medición de los activos financieros e incluye el tratamiento y clasificación de los pasivos financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2015.</p>
<p>Mejoras a las NIIF</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 1, NIC 1, NIC 16, NIC 32 y NIC 34.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>
<p>Guía de transición (Enmiendas a NIIF 10, 11 y 12)</p> <p><i>Las enmiendas clarifican la guía de transición de NIIF 10. Adicionalmente, estas enmiendas simplifican la transición de NIIF 10, NIIF 11 y NIIF 12, limitando los requerimientos de proveer información comparativa ajustada para solamente el período comparativo precedente. Por otra parte, para revelaciones relacionadas con entidades estructuras no consolidadas, las enmiendas remueven el requerimiento de presentar información comparativa para periodos anteriores a la primera aplicación de NIIF 12.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2013.</p>

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 10, NIIF 11, NIIF 12 y NIIF 13 en 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, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros. (ver Notas 3.1.1 y 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 pendientes 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.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios. (ver Nota 3.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 trimestre de 2011, se concretó el cierre de los procesos de venta de las sociedades Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis). La venta de CAM se perfeccionó con fecha 24 de febrero de 2011 por un monto de M\$ 6.775.748 (US\$ 14,2 millones), en tanto que la venta de Synapsis se concretó el 1 de marzo de 2011 por un monto de M\$ 24.710.920 (US\$ 52 millones). Para mayor información ver Nota 11.

La salida de CAM y Synapsis del perímetro de consolidación de Enersis supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 80.050.947 en los activos corrientes, M\$ 31.003.337 en los activos no corrientes, M\$ 56.359.935 en los pasivos corrientes y de M\$ 14.558.579 en los pasivos no corrientes.

Durante el ejercicio 2012 no se produjeron variaciones en el perímetro de consolidación del Grupo Enersis.

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 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 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 Sociedades Asociadas

Son Sociedades Asociadas aquellas en las que Enersis, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.h).

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.

2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

Las sociedades filiales se consolidan, 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 proporcionalmente. 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 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 (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).

- c. El patrimonio 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 en 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 se han eliminado en el proceso de consolidación, así como la parte correspondiente de las sociedades consolidadas proporcionalmente.

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados 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. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. 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 6,43% y un 10,17%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 15.393.689 y M\$ 8.300.592 durante los periodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011, respectivamente.
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 15.791.259 y M\$ 14.759.954 durante los periodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011, 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 valor 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.

Las siguientes son las principales clases de Propiedades, plantas y equipos junto a sus respectivos intervalos de vidas útiles estimadas.

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	22 - 100
Planta y equipos	3 - 65
Equipamiento de tecnología de la información	3 - 15
Instalaciones fijas y accesorios	5 - 21
Vehículos de motor	5 - 10
Otros	2 - 33

Adicionalmente, para más información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

	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 titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	95 años	75 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	30 años	11 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	75 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	75 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	30 años	15 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	30 años	19 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	20 años	8 años
Compañía de Interconexión Energética S.A (CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	10 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, con excepción de CIEN, 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).

El 19 de abril de 2011, nuestra filial CIEN completó exitosamente el cambio de su modelo de negocios que veníamos informando anteriormente. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado).

Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

Los contratos de concesión no sujetos a la CINIIF 12 se reconocen siguiendo los criterios generales. En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

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).

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

Los activos intangibles se reconocen 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.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 30 de junio de 2012, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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 la letra e) de esta Nota.

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, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como 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; o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.1)

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. Durante los periodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 7.657.349 y M\$ 7.794.289, respectivamente.

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	15 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	16 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	4 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por nuestras filiales son incondicionales, se ha reconocido una cuenta por cobrar a costo amortizado (ver Nota 3.g.1 y Nota 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 del ejercicio. El monto de estos gastos ascendió a M\$ 368.306 durante el primer semestre de 2012. Durante el primer semestre de 2011 el monto de gastos ascendió a M\$ 698.899.

d.3) Otros activos intangibles.

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. 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.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

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, en general, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales 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. Al cierre de 2011, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones son las que a continuación se detallan:

País	Moneda	2011
		Tasa g
Chile	Peso chileno	4,2% - 5,3%
Argentina	Peso argentino	7,0% - 7,9%
Brasil	Real brasileño	5,0% - 6,0%
Perú	Nuevo sol peruano	3,2% - 4,3%
Colombia	Peso colombiano	4,4% - 5,2%

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 2011:

País	Moneda	2011	
		Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,0%	10,1%
Argentina	Peso argentino	15,0%	17,1%
Brasil	Real brasileño	9,5%	11,6%
Perú	Nuevo sol peruano	7,3%	9,3%
Colombia	Peso colombiano	8,9%	10,9%

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, tanto en nuestro segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, 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, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas.
- 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.

El Grupo aplica CINIIF 4 para evaluar si un acuerdo es, o contiene, un arrendamiento. 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 deprecia 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 deprecia 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 monto 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, correspondiendo 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. 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 variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del ejercicio.

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 pérdidas del ejercicio.

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, saldos en bancos, 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. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

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

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

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

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.6) Baja de activos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aún reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o 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.

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 en 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 es altamente probable.

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

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

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

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

k) Acciones propias en cartera.

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas". Al 30 de junio de 2012 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer semestre de 2012 ni durante el ejercicio 2011 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 (pérdidas) 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.

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.

Los criterios de reconocimiento de ingresos y gastos mencionados son aplicados a todas las líneas de negocios del Grupo Enersis.

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 primer semestre de 2012 y ejercicio 2011, el Grupo no realizó operaciones 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) **Sistemas de retribución basados en acciones.**

En los casos en los que empleados del Grupo participan en planes de remuneración vinculados al precio de la acción de Enel, siendo el costo del plan asumido por esta sociedad, el Grupo registra el valor razonable de la obligación de Enel como gastos por beneficios a los empleados. Simultáneamente y por el mismo monto se registra un incremento patrimonial en otras reservas, como representación de la contribución de Enel. (Ver Nota 8.3).

t) **Estado de flujos de efectivo.**

A contar de la emisión de los presentes estados financieros intermedios, Enersis voluntariamente modificó la presentación de los flujos de efectivo provenientes de las actividades de operación, pasando desde el método indirecto al método directo. Este cambio aplica retroactivamente a la presentación del estado de flujos de efectivo correspondiente al primer semestre de 2011.

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, utilizando 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 operación:** 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 financiación:** 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 ("Ley Eléctrica") 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 Eléctrica: 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, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

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

En la organización de la industria eléctrica chilena 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 de un ente operador, el Centro de Despacho Económico 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 precio del mercado spot.

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 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Clientes con consumos entre 500 kW y 2.000 kW pueden elegir su condición entre libres y regulados. Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. 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, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

(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, como se señaló en el punto anterior, 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 deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, 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 con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%.

Resto de Latinoamérica.

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (Generación, Distribución, Comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de Transmisión 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 constituyen 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; y Argentina, donde, pese a que el gobierno ha promovido algunas iniciativas para incentivar la inversión, tales como “Energía Plus”, el aumento en capacidad instalada no ha sido el esperado. El 25 de noviembre del año 2010 se firmó un acuerdo entre la Secretaría de Energía y los agentes del mercado de generación eléctrica mediante el cual, entre otros aspectos, se busca incrementar el desarrollo de nuevos proyectos de generación, destinando para su financiamiento parte de la deuda que el Estado mantiene actualmente con estas empresas eléctricas.

En estos países 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.

Tanto en Colombia, Brasil, Perú y Argentina 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. Adicionalmente, la energía que pueden vender los generadores está limitada a la demanda que cada generador tenía vendida a través de contratos en el período mayo-junio 2005.

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. Desde 2004, la CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas) está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos. Este mecanismo reemplazaría las licitaciones actuales por subastas de energía con condiciones comerciales estandarizadas, en donde la demanda a contratar se trataría como una única demanda agregada.

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 éstas. Actualmente permanecen vigentes sólo algunos contratos entre generadoras y distribuidoras a precio de barra (equivalente al precio de nudo en Chile), 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

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.

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. Se inició el proceso del Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el próximo período tarifario 2012-2016; el estudio de las distribuidoras deberá ser entregado a la CNE el 3 de septiembre de 2012.

Resto de Latinoamérica

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.

A final de 2011 el regulador ANEEL emitió las modificaciones a las metodologías de cálculo tarifario para el tercer ciclo de revisiones periódicas, uno de cuyos principales cambios se refiere a la disminución del WACC. Los últimos reajustes anuales fueron realizados por ANEEL para Ampla en marzo de 2012 y para Coelce en abril de 2012.

La última revisión tarifaria periódica para Ampla abarca el período 2009-2013; y para Coelce abarca el período 2011–2014. La revisión tarifaria periódica de Coelce para el período 2011-2014, con base en la nueva metodología tarifaria para el tercer ciclo, fue aplicada desde el 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011. La Resolución que indicó el reajuste anual también contempló el resultado de la revisión tarifaria periódica.

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. Durante 2011 la CREG realizó un estudio sobre el índice de productividad de la actividad de comercialización y emitió las resoluciones definitivas del Reglamento de Comercialización y de los planes de gestión de pérdidas. El proceso de revisión del cargo de comercialización se realizará durante 2012.

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 efectuaron reajustes en las tarifas (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) y reajustes por inflación (mecanismo de monitoreo de costos, MMC); el último ajuste por aplicación del mecanismo MMC correspondió al período mayo 2007-octubre 2007 y se mantienen pendientes los ajustes MMC no trasladados a tarifa para los períodos posteriores a esta fecha. 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 2010, y reanudada en octubre de 2010. Durante los primeros meses de 2010 Edesur presentó los cuadros tarifarios resultantes de la aplicación de la Res. N° 467/08 e información complementaria solicitada por ENRE; se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral-RTI contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión. A finales de 2011 el Gobierno anunció la reducción de subsidios estatales; se estableció un aumento de los precios estacionales para clientes de determinadas actividades comerciales e industriales, así como para algunos segmentos de clientes residenciales en zonas geográficas específicas.

- 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 o 55 MWh-mes
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 no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Chile no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. 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 desarrolló parte del proceso tarifario para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014. La CNE publicó el informe técnico definitivo el 13 de mayo de 2011. Chilectra ingresó al Panel de Expertos sus discrepancias el 3 de junio de 2011 y expuso sus fundamentos en una audiencia pública el 16 de junio. El Panel de Expertos emitió su dictamen el 8 de agosto. La CNE incorporó dicho dictamen y elaboró un nuevo informe técnico definitivo el 26 de octubre, en base al cual el Ministerio de Energía publicará el Decreto de tarifas de subtransmisión. Este Decreto no ha sido emitido aún y tendrá efecto retroactivo a enero de 2011.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Efectivo en caja	5.478.331	1.287.851
Saldos en bancos	137.820.608	269.065.858
Depósitos a corto plazo	474.251.527	398.152.529
Otros instrumentos de renta fija	113.673.712	551.415.030
Total	731.224.178	1.219.921.268

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	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
\$ Chilenos	104.795.636	535.594.942
\$ Arg	13.026.128	27.058.157
\$ Col	92.044.460	268.199.899
Real	380.594.034	278.155.164
Soles	80.968.323	38.902.348
US\$	59.795.597	72.010.758
Total	731.224.178	1.219.921.268

c) A continuación se muestran los montos recibidos, producto de desapropiaciones de subsidiarias:

Desapropiaciones de subsidiarias	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	-	31.486.668
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	(18.824.434)
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	(21.311.336)
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	-	(8.649.102)

(*) ver nota 2.4.1

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.960.198	2.805.803
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	31.650	86.852
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	24.866.172	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	48.214	748.078	23.302.645	12.178.355
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	890.317	47.504	-	-
Otros activos	90.164	143.638	1.613.181	1.490.091
Total	1.028.695	939.220	52.773.846	37.355.061

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-06-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.149.710.021	498.065.059	1.166.221.729	444.327.960
Deudores comerciales, bruto	1.089.854.825	164.766.410	1.064.989.760	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	59.855.196	333.298.649	101.231.969	261.940.267

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-06-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	942.866.281	498.065.059	977.602.388	443.328.450
Deudores comerciales, neto (1)	885.483.140	164.766.410	877.696.508	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (2)	57.383.141	333.298.649	99.905.880	261.940.267

(1) Incluye M\$ 16.399.916 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y CMPC (Ver nota 34.3 N°15).

(2) Incluye principalmente cuentas por cobrar por aplicación de CINIIF 12 “ Acuerdos sobre Concesión de Servicios” por un monto de M\$ 298.973.839 (M\$ 212.947.609 a diciembre de 2011); cuentas por cobrar al personal por M\$ 26.125.305 (M\$20.411.550 a diciembre de 2011); cuentas por cobrar por siniestro por terremoto por M\$ 19.285.364 (M\$ 24.261.059 a diciembre de 2011) y cuentas por cobrar Atacama Finance por M\$ 11.617.898 (M\$ 10.859.686 a diciembre de 2011).

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses, salvo por las cuentas a cobrar que se generaron en la aplicación de la CINIIF 12.

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los periodos terminados al 30 de junio de 2012 y 2011.

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

b) Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, 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	
	30-06-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	86.698.597	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	34.516.343	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	38.794.995	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	105.867.085	114.487.265
Total	265.877.020	264.470.360

c) 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 2011	194.759.159
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	18.649.480
Montos castigados	(7.046.353)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(16.743.435)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	189.618.851
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	17.489.627
Montos castigados	(2.817.130)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	2.552.392
Saldo al 30 de junio de 2012	206.843.740

(*) Ver nota 28 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 48 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver notas 3.e y 19.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012, taxonomía XBRL : Ver anexo 6.
- Información complementaria de Deudores Comerciales, ver anexo 6.1.

8. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

Las transacciones con entidades relacionadas y con entidades de control conjunto 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 entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enersis es Endesa, S.A., sociedad española, la cual a su vez es controlada por la sociedad italiana Enel, S.p.A..

8.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la sociedad y sus entidades 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	
							30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	333.760	208.118	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	45.873	30.857	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.165	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7.580	4.230	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	188	107	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	220	7	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	23.890	311.013	-	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	578	-	-
Extranjera	EOSC	España	Matriz Última	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	19.442	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	909.136	630.091	-	-
Extranjera	Endesa Cems S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Venta de Energía	Menos de 90 días	3.678.612	2.135.015	-	-
Extranjera	Endesa Cems S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Peajes	Menos de 90 días	21.976.146	21.546.570	-	-
Extranjera	Endesa Cems S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	173.233	158.079	-	-
Extranjera	Endesa Cems S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	-	16.724	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	953.292	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos y reducción de capital	Menos de 90 días	-	8.926.072	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	571.762	591.541	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	383.104	379.862	-	-
96806130-5	Electrogas	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	1.548.431	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	317.563	-	-
Total							30.650.834	35.282.592	-	-

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	
							30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	698.004	995.885	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	122.270	130.841	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	30.026.422	69.240.261	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	36.966.310	27.306.717	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	3.193.613	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Mas de un año	-	1.207.252	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	215.745	182.599	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	44.255	60.659	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	68.173	152.402	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	194.047	538.373	-	-
Extranjera	Endesa Cems S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Compra combustible	Menos de 90 días	8.997.517	19.615.744	-	-
Extranjera	Endesa Cems S.A.	Argentina	Asociada	Real	Transporte de energia	Menos de 90 días	21.541.955	21.546.571	-	-
Extranjera	Endesa Cems S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3.081	-	-
Extranjera	Endesa Cems S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	68.039	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	10.444.589	8.517.317	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Compra de Carbón	Menos de 90 días	5.984	5.586.847	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	3.347.740	-	-	-
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.251	-	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	-	846	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Última	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	86.143	124.977	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	92.240	1.613.683	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Última	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	13.589	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Última	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	39.669	44.705	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	69.400	4.782	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	222.468	-	-
Total							116.162.327	157.177.638	-	-

- (1) Corresponde a financiamiento otorgado a Compañía Interconexao Energética S.A. (Cien), para la adquisición de maquinarias y 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 Libor + 2,73% anual y con vencimiento a mayo de 2012.

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle 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	30-06-2012 Totales M\$	30-06-2011 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(1.990.032)	(6.598.958)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	127.070	54.654
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	46.088	16.064
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	21.611	24.144
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(16.059)	(4.460)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	97.023
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(8.910.606)	-
Extranjera	Endesa Trading	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(705.858)	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	23.890	242.329
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(88.026.923)	(79.959.975)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	12.999	13.546
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	953.292	138.787
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	179.597	-
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	52.591	25.542
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	26.818
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(581.946)	(443.625)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(674.330)	(741.097)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	6.735	29.189
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(902.178)	(1.777.217)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	4.813	3.856
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	(78.912)	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	(96.988)	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(964.656)	(1.271.406)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(473.061)	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(12.197.019)	(11.976.206)
Extranjera	Central Térmica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	288.334
Extranjera	Central Térmica San Martín	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	212.257
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Compras de Energía	(3.571)	(8.104)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	(2.900)	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	875
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(139.208)	-
Extranjera	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	19.616
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	87.656
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(6.435)	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	87.301
Total					(114.341.996)	(101.413.057)

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.

(*) Sociedades relacionadas con nuestro Director Eugenio Tironi Barrios.

Al 30 de junio de 2012, no existe saldo pendiente por pagar a la Sociedad Gestión Social S.A. Al cierre del ejercicio 2011, existía un saldo por pagar por un monto de M\$ 4.119.

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 Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2011. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio celebrada el 27 de abril de 2011.

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 (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) 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:

-101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

-66 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. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales 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 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 2012.

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 (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) 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:

- 38,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 18,00 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 los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2012.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 30 de junio de 2012 y 2011:

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2012				
			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 2012	22.658	-	-	-
Extranjero	Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - junio 2012	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - junio 2012	11.736	-	3.799	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - junio 2012	11.329	-	3.392	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - junio 2012	11.329	-	-	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2012	11.736	-	3.799	-
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - junio 2012	11.329	-	-	-
TOTAL				80.117	-	10.990	-

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2011				
			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 2011	21.844	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - junio 2011	10.922	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - junio 2011	10.922	-	2.486	784
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - junio 2011	10.922	-	2.486	1.177
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2011	10.922	-	2.486	1.177
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - junio 2011	10.922	-	-	-
5.206.994-7	Patricio Claro Grez	Director	enero - junio 2011	-	-	-	-
TOTAL				76.454	-	7.458	3.138

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

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
23.535.550-7	Massimo Tambosco	Subgerente 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	Alba Marina Urrea Gómez	Gerente de Auditoría
7.006.337-9	Francisco Silva Bafalluy	Gerente Regional de Servicios Generales
11.470.853-4	Juan Pablo Larrain Medina	Gerente de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero	Gerente de Recursos Humanos
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller	Gerente Regional de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
Remuneración	1.396.763	1.285.000
Beneficios a corto plazo para los empleados	792.734	502.528
Otros beneficios a largo plazo	401.283	91.382
Total	2.590.780	1.878.910

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 vinculados a la cotización de la acción de Enersis para el Directorio y personal clave de la gerencia.

Sin embargo, cierto personal clave de Enersis, hasta el ejercicio 2011, es beneficiario de uno de los planes de remuneración de Enel, que se basa en el precio de su acción. El costo de este plan es asumido por Enel, sin causar ninguna obligación de pago para Enersis. Las principales características de este plan son las siguientes:

Plan de participaciones restringidas de 2008:

Este plan está dirigido a la Dirección del Grupo Enel y sus beneficiarios se dividen en tramos, de manera que el número básico de participaciones otorgadas a cada beneficiario se determinó en función de la retribución bruta anual del tramo, y de la cotización de las acciones de Enel al inicio del período cubierto por el plan (2 de enero de 2008). El derecho al ejercicio de las participaciones está sujeto a la condición de que los Directivos afectados mantengan su condición de empleados del Grupo, con algunas excepciones.

Este plan establece un objetivo operativo, de condición suspensiva, representado por:

- i) Para el primer 50% de las participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2009, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.
- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, el EBITDA del Grupo correspondiente a 2008-2010, calculado en función de los importes indicados en los presupuestos de dichos ejercicios.

Si se alcanza el objetivo mínimo descrito anteriormente, el número de participaciones efectivamente ejercitable por cada beneficiario se determina como sigue:

- i) Para el primer 50% del número básico de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2009 entre los resultados de las acciones ordinarias de Enel en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.
- ii) Para el 50% restante de participaciones otorgadas, por una comparación en el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2010 entre los resultados de las acciones ordinarias de Enel en la bolsa de valores italiana y los de un determinado índice de referencia.

El número de participaciones ejercitable podrá variar con respecto al número de participaciones otorgadas en un porcentaje comprendido entre el 0% y el 120%, sobre la base de una escala específica de resultados.

En el caso de no alcanzar el objetivo mínimo en el primer bienio, podrá recuperarse el primer tramo del 50% si dicho objetivo se alcanzase a la largo del trienio. Igualmente existe posibilidad de ampliar la validez del nivel de resultados registrado en el período 2008-2010 al período 2008-2009.

En función del grado de cumplimiento de ambos objetivos, del número de participaciones otorgadas el 50% podrá ejercitarse a partir del segundo ejercicio siguiente al de otorgamiento, y el 50% restante a partir del tercero, con el límite del sexto.

El cuadro que figura a continuación resume la evolución del plan.

	Número de participaciones
Participaciones restringidas otorgadas al 31 de diciembre de 2008	2.700
Participaciones restringidas vencidas en 2009	-
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2009	2.700
Participaciones restringidas vencidas en 2010	-
Participaciones restringidas ejercitadas en 2010	-
Participaciones restringidas pendientes al 31 de Diciembre de 2010	2.700
Participaciones restringidas pendientes al 1 de enero de 2011 (con revaluación de 120%)	3.240
Participaciones restringidas ejercitadas en el primer semestre de 2011	3.240 (*)
Participaciones restringidas pendientes al 31 de diciembre de 2011	-

(*) El valor de ejercicio de las participaciones restringidas fue de € 13.683 (2011).

De acuerdo al criterio contable descrito en Nota 3.s, Enersis reconoció simultáneamente un gasto de personal y un incremento patrimonial por un monto de € 1.614 (2011). Este monto corresponde al valor devengado durante el periodo en que el personal clave relacionado a este plan presta servicios Enersis.

9. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Mercaderías	6.249.944	2.575.623
Suministros para la producción	44.097.876	35.893.349
Otros inventarios (*)	44.608.771	39.456.572
Total	94.956.591	77.925.544
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	44.608.771	39.456.572
Inventarios para proyectos y repuestos	30.740.317	26.562.119
Materiales eléctricos	13.868.454	12.894.453

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de junio de 2012 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 390.275.063 (M\$ 370.347.199 al 30 de junio de 2011). Ver nota 26.

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Pagos provisionales mensuales	119.089.437	84.429.230
IVA crédito fiscal	56.083.332	39.192.265
Crédito por utilidades absorbidas	1.075.256	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	148	7.040
Otros	17.444.581	10.131.741
Total	193.692.754	141.827.684

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Impuesto a la renta	18.650.884	110.516.971
IVA débito fiscal	34.942.548	45.054.989
Impuesto de timbres y estampillas	2	136
Otros	65.294.962	80.281.146
Total	118.888.396	235.853.242

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

Durante el cuarto trimestre del año 2009, el Directorio de Enersis S.A. autorizó el proceso de venta de sus filiales Compañía Americana de Multiservicios (CAM) y Synapsis Servicios y Soluciones Informáticas IT (Synapsis), por considerarlas negocios “non core”, previa verificación interna del mercado, y la contratación de asesores financieros que canalicen dichos procesos 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 las referidas compañías y las condiciones de las mismas.

La potencial venta de CAM tomó la consideración de altamente probable al cierre del ejercicio 2009, en tanto que para el caso de Synapsis dicha consideración aplica a contar del mes de septiembre de 2010. A partir de estas fechas se aplicó NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas”, para registrar estas transacciones.

CAM y Synapsis son sociedades que prestan servicios en los cinco países en donde Enersis tiene presencia en Latinoamérica, esto es Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. CAM 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. Por otro lado, Synapsis es una empresa de tecnologías de la información, que se especializa en la definición de estrategias a utilizar en las empresas, seleccionando el software que satisface la necesidad para atender los negocios, diseñando la arquitectura de los servicios a prestar y la metodología a utilizar, entre otros servicios

El día 20 de diciembre de 2010, el Directorio de Enersis S.A. aceptó las ofertas recibidas por la totalidad de sus participaciones sociales que posee en CAM y Synapsis. La oferta por la adquisición de Cam fue presentada por Graña y Montero S.A.A., empresa de nacionalidad peruana, quien ofertó la suma de US\$ 20 millones, monto que finalmente, después de realizar un ajuste de precio e indemnizaciones contractuales, quedó en US\$ 14,2 millones. La oferta para la adquisición de Synapsis fue presentada por Riverwood Capital L.P., empresa domiciliada en los Estados Unidos de América, cuyo precio ofertado es de US\$ 52 millones, monto que será pagado al cierre de la operación de venta. La venta de Cam se concretó el día 24 de febrero de 2011 y Synapsis el día 01 de marzo de 2011 (ver nota 2.4.1).

Tal como se describe en nota 3 j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta, han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta. Lo anterior implicó reconocer al 31 de diciembre del 2010, por los activos netos de CAM, un deterioro adicional de M\$ 14.881.960 pesos, acumulando al cierre de los estados financieros un deterioro en CAM de M\$36.797.809 (M\$ 21.915.849 a diciembre 2009), el cual fue determinado considerando la oferta recibida.

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 primer semestre de 2012 y ejercicio 2011:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 30/06/2012 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 30/06/2012
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.733.400	2.513.588	(3.613.068)	(272.426)	580.500	8.941.994	-	8.941.994
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	2.681.831	(637.165)	264.472	(963.449)	1.345.689	(1.345.689)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	-	214.123	-	5.848	(6.657)	213.314	-	213.314
Extranjera	Endesa Cemsas S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.428.480	(72.987)	-	(224.971)	(32)	3.130.490	-	3.130.490
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	31.382	-	-	(4.350)	-	27.032	-	27.032
TOTALES					13.193.262	5.336.555	(4.250.233)	(231.427)	(389.638)	13.658.519	(1.345.689)	12.312.830

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2011 M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2011 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2011
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	3.827	4.159.992	(4.142.727)	918.611	8.793.697	9.733.400	-	9.733.400
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Chile	Peso chileno	42,50%	8.089.685	-	-	-	(8.089.685)	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	2.883.633	4.055.771	-	66.992	(15.880.240)	(8.873.844)	8.873.844	-
Extranjera	Endesa Cemsas S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.094.078	249.673	-	84.729	-	3.428.480	-	3.428.480
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	30.151	468	-	763	-	31.382	-	31.382
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Peso chileno	26,20%	278	-	-	-	(278)	-	-	-
TOTALES					14.101.652	8.465.904	(4.142.727)	1.071.095	(15.176.506)	4.319.418	8.873.844	13.193.262

(1) Con fecha 16 de noviembre de 2011, la sociedad Electrogas S.A. fusionó a la sociedad Inversiones Electrogas S.A.

- b. Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 2012							
	% 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%	49.373.163	933.985	43.350.504	-	1.941.493	(2.103.690)	(162.197)
GNL Quintero S.A	20,00%	75.168.088	579.556.300	30.300.008	662.065.049	52.785.113	(39.375.956)	13.409.157
Electrogas S.A.	42,50%	4.042.447	42.225.562	11.024.327	14.203.695	9.710.416	(3.796.033)	5.914.383

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2011							
	% 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%	49.705.466	820.787	42.907.410	-	3.423.785	(2.868.957)	554.828
GNL Quintero S.A	20,00%	112.362.755	600.607.534	76.192.955	681.146.225	95.676.650	(75.397.751)	20.278.899
Electrogas S.A.	42,50%	2.688.608	44.772.738	9.510.888	15.048.487	17.218.630	(7.430.408)	9.788.222

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.

12.2 Sociedades con control conjunto

A continuación se incluye información al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 2012							
	% 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%	10.385.074	119.589.705	4.658.115	913.423	-	(2.544.175)	(2.544.175)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	2.380.952	10.213.709	353.483	1.020.214	1.155.297	(666.823)	488.474
Gas Atacama S.A.	50,00%	106.705.685	299.723.089	64.827.197	42.409.357	70.554.131	(48.965.386)	21.588.745
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	25.794.089	102.260.475	28.527.779	36.776.349	37.622.783	(34.944.285)	2.678.498

	31 de diciembre de 2011							
	% 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%	10.250.367	115.878.802	7.348.428	1.035.256	-	(4.664.851)	(4.664.851)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	1.463.786	10.533.846	298.164	966.978	2.310.668	(1.632.824)	677.844
Gas Atacama S.A.	50,00%	93.103.848	314.752.350	77.452.973	45.808.413	260.889.567	(225.125.891)	35.763.676
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	19.310.231	95.221.154	21.878.731	35.202.359	67.811.590	(61.233.568)	6.578.022

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Activos intangibles	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos Intangibles netos	1.178.424.949	1.467.398.214
Servidumbre y Derechos de Agua	34.489.000	26.462.064
Concesiones Neto (1) (*)	1.085.035.029	1.376.286.402
Costos de Desarrollo	10.781.065	10.282.488
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.748.851	2.363.933
Programas Informáticos	43.192.655	48.745.282
Otros Activos Intangibles Identificables	3.178.349	3.258.045

Activos intangibles	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Activos Intangibles bruto	2.209.477.479	2.361.625.560
Servidumbre y Derechos de Agua	42.346.047	33.067.875
Concesiones	1.972.920.207	2.152.351.766
Costos de Desarrollo	19.256.893	17.698.378
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	9.562.197	9.237.477
Programas Informáticos	152.683.827	139.315.361
Otros Activos Intangibles Identificables	12.708.308	9.954.703

Activos intangibles	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.031.052.530)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(7.857.047)	(6.605.811)
Concesiones	(887.885.178)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(8.475.828)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(7.813.346)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(109.491.172)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(9.529.959)	(6.696.658)

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante hasta	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	5 Años	10.589.105	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	15 Años	620.344.792	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	16 Años	454.101.132	630.849.442
TOTAL				1.085.035.029	1.376.286.402

(*) Ver nota 3d.1)

Durante el primer semestre de 2012 el regulador eléctrico brasileño ha modificado el periodo en el que retribuye las inversiones realizadas en activos adscritos a las concesiones de distribución eléctrica lo que ha supuesto una disminución de M\$ 115.391.322 en el valor del activo intangible registrado por la concesión. Esta disminución se ha visto compensada por un aumento similar en el rubro derechos por cobrar ya que este cambio supondrá un mayor importe recuperable como pago por las inversiones realizadas pendientes de amortizar al final del periodo de concesión. (Ver nota 7.(2))

La composición y movimientos del activo intangible durante el primer semestre de 2012 y ejercicio 2011 han sido los siguientes:

Año 2012

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre y 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\$
Saldo Inicial al 01/01/2012	10.282.488	26.462.064	1.376.286.402	2.363.933	48.745.282	3.258.045	1.467.398.214
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	845.194	250.942	69.158.750	38.171	2.932.210	25.323	73.250.590
Retiros	(92.415)	(5.016)	(236.216)	(1)	10.639	1	(323.008)
Amortización (*)	(742.834)	(330.100)	(39.497.897)	(621.296)	(5.708.848)	(241.923)	(47.142.898)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	444.390	691.139	(143.369.715)	83.992	(1.857.023)	136.632	(143.870.585)
Otros incrementos (disminuciones)	44.242	7.419.971	(177.306.295)	(115.948)	(929.605)	271	(170.887.364)
Total movimientos en activos intangibles identificables	498.577	8.026.936	(291.251.373)	(615.082)	(5.552.627)	(79.696)	(288.973.265)
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 30/06/2012	10.781.065	34.489.000	1.085.035.029	1.748.851	43.192.655	3.178.349	1.178.424.949

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

Año 2011

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, 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\$
Saldo inicial al 01/01/2011	10.262.982	24.444.264	1.352.756.775	2.023.121	58.255.724	4.843.539	1.452.586.405
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	2.897.310	500.709	173.836.828	718.039	13.095.987	22.860	191.071.733
Retiros	(813.771)	-	(8.618.410)	-	(182.691)	(20.853)	(9.635.725)
Amortización	(1.044.292)	(341.988)	(88.675.941)	(1.379.500)	(10.797.238)	(442.587)	(102.681.546)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	517.527	276.864	(17.416.448)	98.355	1.325.759	161.688	(15.036.255)
Otros incrementos (disminuciones)	(1.537.268)	1.582.215	(35.596.402)	903.918	(12.952.259)	(1.306.602)	(48.906.398)
Total movimientos en activos intangibles identificables	19.506	2.017.800	23.529.627	340.812	(9.510.442)	(1.585.494)	14.811.809
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2011	10.282.488	26.462.064	1.376.286.402	2.363.933	48.745.282	3.258.045	1.467.398.214

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 2012 (Ver nota 3e).

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos 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 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2011 M\$	Pérdida por Deterioro Reconocida en el Estado de Resultados	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2011 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 30/06/2012 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	8.713.277	(8.931.451)	218.174	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	239.730.987	-	(3.207.683)	236.523.304	-	(26.647.692)	209.875.612
Investiluz S.A.	121.789.611	-	(1.629.587)	120.160.024	-	(13.537.724)	106.622.300
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	10.536.443	-	1.053.186	11.589.629	-	518.519	12.108.148
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (***)	3.139.337	-	-	3.139.337	(3.139.337)	-	-
Endesa Costanera S.A. (**)	5.315.282	(5.448.372)	133.090	-	-	-	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	12.509.433	-	313.227	12.822.660	-	(839.966)	11.982.694
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (***)	1.516.768	-	-	1.516.768	3.139.337	-	4.656.105
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	7.348.467	-	734.527	8.082.994	-	361.633	8.444.627
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	38.505.616	-	6.005.693	44.511.309	-	(673.708)	43.837.601
Cachoeira Dourada S.A.	87.903.465	-	(1.176.179)	86.727.286	-	(9.771.054)	76.956.232
Edegel S.A.A	72.931.068	-	10.848.527	83.779.595	-	(1.268.060)	82.511.535
Emgesa S.A. E.S.P.	4.673.418	-	467.264	5.140.682	-	228.994	5.369.676
Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	731.782.459	-	-	731.782.459	-	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	11.453	-	1.786	13.239	-	(202)	13.037
Total	1.477.021.924	(14.379.823)	13.762.025	1.476.404.126	-	(51.629.260)	1.424.774.866

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 2012 y 31 de diciembre de 2011 (ver nota 3 e).

(*) Ver nota 15.d) viii

(**) Ver nota 34.5

(***) Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

El origen de de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996 Enersis S.A y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla de Energía) de Río de Janeiro en Brasil. Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Compañía Energética Do Ceará S.A. (Coelce)

Entre los años 1998 y 1999 Enersis S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S:A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Chilectra S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Chilectra S.A.

4.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis S.A. y Chilectra S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

5.- Empresa Eléctrica Pangué S.A.

Con fecha 12 de julio de 2002, Endesa Chile adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangué S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC)

6.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Endesa Chile se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica el Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

7.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Con fecha 11 de agosto de 2005, Endesa Chile compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quién poseía como único activo el 25% de la sociedad San Isidro S.A. (Compra de minoritarios)

8.- Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.

Con fecha 31 de marzo de 2009, la sociedad Distribuidora de Energía de Cundinamarca S.A (DECA) , sociedad controlada conjuntamente por Empresa Eléctrica de Bogotá (51,003%) y nuestra filial Codensa S.A. (48,997%), adquirió el 82,34% de la Empresa de Energía de Cundinamarca en licitación pública del Gobierno Colombiano.

9.- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enersis S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. (Edelnor).

10.- Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 05 de Septiembre del año 1997, nuestra filial Endesa Chile se adjudicó el 79% de la sociedad Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

11.- Edegel S.A.A.

Con fecha 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Endesa Chile adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.

12.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

13.- Chilectra S.A.

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis S.A., en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en la filial Chilectra S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

14.- Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis S.A. adquirió un 35% adicional de Endesa Chile alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5 % respectivamente).

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-06-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.287.565.825	7.242.731.006
Construcción en Curso	1.145.672.245	1.072.203.347
Terrenos	108.026.691	103.166.702
Edificios	102.021.116	103.542.090
Planta y Equipo	5.837.417.162	5.864.732.615
Instalaciones Fijas y Accesorios	68.842.595	71.886.276
Otras Propiedades, Planta y Equipo	25.586.016	27.199.976

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-06-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.784.513.360	12.611.068.947
Construcción en Curso	1.145.672.245	1.072.203.347
Terrenos	108.026.691	103.166.702
Edificios	179.772.693	181.206.892
Planta y Equipo	11.114.307.824	11.016.684.462
Instalaciones Fijas y Accesorios	204.106.474	203.946.217
Otras Propiedades, Planta y Equipo	32.627.433	33.861.327

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.496.947.535)	(5.368.337.941)
Edificios	(77.751.577)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.276.890.662)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(135.263.879)	(132.059.941)
Otros	(7.041.417)	(6.661.351)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, plantas y equipos durante el primer semestre de 2012 y ejercicio 2011:

Movimientos año 2012		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
		M\$	M\$	M\$	M\$			
Saldo inicial al 1 de enero de 2012		1.072.203.347	103.166.702	103.542.090	5.864.732.615	71.886.276	27.199.976	7.242.731.006
Movimientos	Adiciones	189.306.817	1.998	56.437	11.632.399	2.040.368	-	203.038.019
	Retiros	(7.828)	(28.228)	3.043	(397.380)	(60.068)	-	(490.461)
	Gasto por depreciación (*)	-	-	(2.184.329)	(159.354.217)	(8.808.830)	(485.423)	(170.832.799)
	Diferencias de conversión de moneda extranjera	(3.081.473)	816.004	(1.433.345)	3.041.877	(2.114.401)	(174.215)	(2.945.553)
	Otros incrementos (decrementos)	(112.748.618)	4.070.215	2.037.220	117.761.868	5.899.250	(954.322)	16.065.613
	Total movimientos	73.468.898	4.859.989	(1.520.974)	(27.315.453)	(3.043.681)	(1.613.960)	44.834.819
Saldo final al 30 de junio de 2012		1.145.672.245	108.026.691	102.021.116	5.837.417.162	68.842.595	25.586.016	7.287.565.825

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

Movimientos año 2011		Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
		M\$	M\$	M\$	M\$			
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011		810.013.619	122.864.336	103.735.435	5.613.164.538	74.513.233	27.649.494	6.751.940.655
Movimientos	Adiciones	512.145.923	601.827	560.334	26.297.088	8.744.381	228	548.349.781
	Retiros	(894.857)	(27.495)	(11.695)	(1.478.364)	(276.423)	-	(2.688.834)
	Gasto por depreciación	(47.084)	-	(4.917.847)	(292.351.527)	(23.896.598)	(1.005.434)	(322.218.490)
	Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(106.449.843)	-	-	(106.449.843)
	Diferencias de conversión de moneda extranjera	19.527.280	4.656.121	4.175.863	318.631.910	14.856.991	196.655	362.044.820
	Otros incrementos (decrementos)	(268.541.534)	(24.928.087)	-	306.918.813	(2.055.308)	359.033	11.752.917
	Total movimientos	262.189.728	(19.697.634)	(193.345)	251.568.077	(2.626.957)	(449.518)	490.790.351
Saldo final al 31 de diciembre de 2011		1.072.203.347	103.166.702	103.542.090	5.864.732.615	71.886.276	27.199.976	7.242.731.006

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.

En Colombia se está llevando a cabo el proyecto de construcción de la Central Hidráulica El Quimbo, central hidráulica de embalse de 400 MW de potencia instalada, con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWH.

b) Arrendamiento financiero

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 130.129.918 y M\$ 137.092.811, 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:

	30-06-2012			31-12-2011				
	Bruto	M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto	M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año		14.482.006	2.057.650	12.424.356		15.954.189	2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años		46.279.814	5.056.750	41.223.064		39.105.238	5.827.660	33.277.578
Más de cinco años		14.614.010	2.155.617	12.458.393		27.619.488	2.457.926	25.161.562
Total		75.375.830	9.270.017	66.105.813		82.678.915	10.431.523	72.247.392

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 los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 2.5 % al 30 de junio de 2012.

Asimismo, la empresa cuenta con un contrato, suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1.75%.

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 30 de junio de 2012 y 2011 incluyen M\$ 9.099.527 y M\$ 8.694.180, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 30 de junio de 2012 y diciembre de 2011, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-06-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Menor a un año	17.024.113	7.690.811
Entre un año y cinco años	36.226.975	21.347.042
Más de cinco años	32.786.244	41.634.563
Total	86.037.332	70.672.416

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 160.847.814 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 299.199.496 y M\$ 328.844.715, 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 esta 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 nuestra Compañía sufrieron algún tipo de deterioro parcial o total. El impacto sobre los activos es menor, siendo las únicas que experimentaron algún daño en su infraestructura las Centrales Bocamina I y Bocamina II, esta última en etapa de construcción, más algunos activos específicos en el negocio de distribución. Producto de lo anterior, se efectuaron retiros de inmovilizado por un monto de M\$ 369.643. Adicionalmente, el Grupo debió efectuar gastos por reparaciones e inversiones en activos por un monto de M\$ 9.733.426, fundamentalmente en la Central Bocamina I. Todos los desembolsos efectuados están cubiertos por seguros, en los que existe un deducible de MMUS\$ 2,5.

Cabe consignar que Enersis cuentan con seguros contratados y las coberturas necesarias para este tipo de siniestros excepcionales, que cubren tanto los daños materiales, como la interrupción de negocios. Ver nota N°25

vii) El negocio de nuestra filial Companhia De Interconexão Energética (CIEN), en su origen, era comercializar electricidad en Argentina y Brasil, pero debido a la reducción del límite de disponibilidad de generación y garantía física de energía y potencia asociada, la Compañía ha enfocado 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 elaborado junto 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 y que supone integrar sus líneas de transmisión a la red de transmisión brasileña operada por el Gobierno brasileño.

Cabe destacar que en años anteriores los Gobiernos de Argentina y Uruguay, formalizaron con la Compañía pagos de peajes para transportar energía entre ambos países. La administración considera que esta 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. Adicionalmente el 04 de junio de 2010 la compañía firmó un nuevo contrato por un plazo de siete meses por un monto total de MMUS\$ 155 para atender el transporte de energía requerido por el gobierno de Argentina.

Finalmente, con fecha 05 de abril de 2011 se publicaron en el Diario Oficial las Portarías Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a Compañía de Interconexión Energética, S.A. (CIEN) a una línea de interconexión regulada, con pago de un peaje regulado. La Receita Anual Permitida (RAP) anual total estipulada ascendió a 248 millones de reales brasileños, y será reajustada por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (IPCA) anualmente, en el mes de junio, con revisiones tarifarias cada cuatro años. El plazo de la concesión es hasta junio de 2020, para la Línea 1, y hasta julio de 2022, para la Línea 2, con previsión de indemnización de las inversiones no amortizadas. De esta forma se completa con éxito el cambio de modelo de negocio en CIEN que hemos venido informando anteriormente.

viii) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis ha registrado una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. por M\$ 106.449.843, así como una pérdida adicional por M\$ 8.931.451 por el deterioro completo de la plusvalía en compra que tenía asignada a su filial argentina (ver Nota 14), a fin de cubrir la práctica totalidad del riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el grupo Enersis.

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el primer semestre de 2012 y ejercicio 2011 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2011	33.019.154
Adiciones	2.716.250
Desapropiaciones	(977.173)
Gasto por depreciación	(24.029)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	3.321.687
Saldo al 31 de diciembre de 2011	38.055.889
Adiciones	763.117
Desapropiaciones	(451.339)
Gasto por depreciación	(12.014)
Saldo final propiedades de inversión al 30 de junio de 2012	38.355.653

(*) Ver nota 28.

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2011, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 36.492.692. Al 30 de junio de 2012 el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el periodo 2012 y ejercicio 2011 son M\$ 2.102.625 y M\$ 5.102.508, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los períodos 2012 y 2011 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 2012 y 31 de diciembre de 2011 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	101.265.539	87.992.490	448.540.576	455.205.366
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	5.837.333	6.082.237
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	13.610.567	12.161.705	14.401.455	5.034.474
Impuestos diferidos relativos a provisiones	109.211.125	86.876.561	-	4.431.328
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	1.840.920	31.195.995	1.581.433	107.097
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	47.845.451	38.807.414	1.221.308	5.074.020
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	40.043.058	37.813.186	3.659.753	880.379
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	34.212.073	22.117.495	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	54.080.450	62.973.782	53.562.694	31.623.354
Total Impuestos Diferidos	402.109.183	379.938.628	528.804.552	508.438.255

- b. Los movimientos de los rubros de "Impuestos diferidos" del estado de situación consolidado en el periodo 2012 y ejercicio 2011 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2011	452.634.364	555.923.578
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(48.785.847)	(26.492.538)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	14.647.632	3.942.971
Diferencia de conversión de moneda extranjera	8.826.145	33.797.031
Otros incrementos (decrementos)	(47.383.666)	(58.732.787)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	379.938.628	508.438.255
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	27.145.463	17.088.645
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(556.734)	1.538.813
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(19.067.585)	(12.488.703)
Otros incrementos (decrementos)	14.649.411	14.227.542
Saldo al 30 de junio de 2012	402.109.183	528.804.552

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 2012 y 31 de diciembre de 2011, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 34.334.167 y M\$ 39.313.993, respectivamente. Ver nota 3.o.

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 se revertan 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 2012 asciende a M\$ 2.026.273.508 (M\$ 2.204.931.942 al 31 de diciembre de 2011).

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 periodos 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 periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2007-2011
Argentina	2002-2011
Brasil	2007-2011
Colombia	2009-2011
Perú	2007-2011

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 2012			30 de junio de 2011		
	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	861	(146)	715	(1.168)	198	(970)
Cobertura de Flujo de Caja	25.151.451	(3.106.646)	22.044.805	(2.940.160)	652.863	(2.287.297)
Ajustes por conversión	(194.667.969)	-	(194.667.969)	238.028.178	-	238.028.178
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	108.421	(33.451)	74.970	(2.162.013)	1.465.413	(696.600)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(169.407.236)	(3.140.243)	(172.547.479)	232.924.837	2.118.474	235.043.311

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de junio de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	488.643.685	3.019.219.705	661.974.731	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	4.739.758	223.163.775	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	306.201	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.705.667	9.382.057	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	-	-	892.104	-
	496.395.311	3.251.765.537	672.082.338	3.271.355.293

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	Saldo al 30 de junio de 2012		Saldo al 31 de diciembre de 2011	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	148.853.507	359.543.024	278.455.859	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	224.274.573	2.394.866.093	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	10.403.603	9.489.274	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	12.424.356	53.681.457	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	92.687.646	201.639.857	116.264.387	225.106.811
Total	488.643.685	3.019.219.705	661.974.731	3.049.197.963

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 30/06/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2012 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\$	1,99%	Sin Garantía	41.985	1.581.665	1.623.650	102.711.460	410.523	-	103.121.983
Chile	CH\$	6,00%	Sin Garantía	146.506	-	146.506	-	-	-	-
Perú	US\$	3,72%	Sin Garantía	2.573.391	4.364.581	6.937.972	5.059.032	24.321.881	17.098.310	46.479.223
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	183.055	1.650.170	1.833.225	-	1.897.855	28.467.822	30.365.677
Argentina	US\$	8,92%	Sin Garantía	2.265.591	10.258.895	12.524.486	10.998.252	-	-	10.998.252
Argentina	\$ Arg	20,47%	Sin Garantía	31.387.501	24.690.350	56.077.851	31.235.803	-	-	31.235.803
Colombia	\$ Col	9,38%	Sin Garantía	3.471.908	-	3.471.908	-	85.229.153	-	85.229.153
Brasil	US\$	6,23%	Sin Garantía	-	6.249.198	6.249.198	13.773.368	9.610.703	4.045.395	27.429.466
Brasil	Real	10,71%	Sin Garantía	43.246.691	16.742.020	59.988.711	24.683.467	-	-	24.683.467
Total				83.316.628	65.536.879	148.853.507	188.461.382	121.470.115	49.611.527	359.543.024

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2011 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 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\$	1,97%	Sin Garantía	84.500	1.607.710	1.692.210	107.025.578	849.449	-	107.875.027
Perú	US\$	3,63%	Sin Garantía	2.354.628	8.838.878	11.193.506	4.296.544	19.212.039	26.158.087	49.666.670
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	310.428	1.541.618	1.852.046	-	-	30.832.352	30.832.352
Argentina	US\$	5,28%	Sin Garantía	494.597	6.393.975	6.888.572	17.983.101	1.598.484	-	19.581.585
Argentina	\$ Arg	21,17%	Sin Garantía	37.631.229	17.687.954	55.319.183	40.368.276	2.414.084	-	42.782.360
Colombia	\$ Col	6,48%	Sin Garantía	262.107	86.794.795	87.056.902	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,05%	Sin Garantía	-	5.825.541	5.825.541	13.909.371	11.722.036	6.352.599	31.984.006
Brasil	Real	12,89%	Sin Garantía	9.173.097	99.454.802	108.627.899	33.381.001	-	-	33.381.001
Total				50.310.586	228.145.273	278.455.859	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2012 asciende a M\$ 504.488.247 y al 31 de diciembre de 2011 a M\$ 582.919.972.

18.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 30/06/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2012 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	21.688.962	775.215	22.464.177	384.025.289	228.338.938	152.243.477	764.607.704
Chile	CH\$	5,56%	Sin Garantía	-	8.660.562	8.660.562	14.139.601	15.019.084	290.701.981	319.860.666
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	759.642	132.391	892.033	8.148.692	10.138.341	19.346.993	37.634.026
Perú	Soles	6,86%	Sin Garantía	15.124.451	36.790.918	51.915.369	65.094.677	29.454.707	39.854.953	134.404.337
Argentina	\$ Arg	12,27%	Sin Garantía	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	9,35%	Sin Garantía	18.033.703	22.355.187	40.388.890	224.838.166	196.937.013	373.072.179	794.847.358
Brasil	Real	10,50%	Sin Garantía	71.611.313	28.342.229	99.953.542	69.249.888	158.773.559	115.488.555	343.512.002
Total				127.218.071	97.056.502	224.274.573	765.496.313	638.661.642	990.708.138	2.394.866.093

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2011 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	8,10%	Sin Garantía	22.439.241	802.032	23.241.273	396.001.073	236.020.317	157.801.599	789.822.989
Chile	CH\$	5,29%	Sin Garantía	31.548.592	9.198.469	40.747.061	13.764.742	14.617.263	378.064.242	406.446.247
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	853.625	60.597	914.222	5.049.784	13.692.084	19.828.195	38.570.063
Perú	Soles	7,37%	Sin Garantía	27.920.075	57.158	27.977.233	80.986.235	42.415.673	28.905.326	152.307.234
Argentina	\$ Arg	12,28%	Sin Garantía	15.571	3.963.560	3.979.131	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,99%	Sin Garantía	1.753.145	36.094.355	37.847.500	131.329.301	76.673.844	574.038.462	782.041.607
Brasil	Real	12,97%	Sin Garantía	6.688.369	101.390.968	108.079.337	60.242.802	120.351.829	90.131.132	270.725.763
Total				91.218.618	151.567.139	242.785.757	687.373.937	503.771.010	1.248.768.956	2.439.913.903

18.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 30/06/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2012 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	-	10.210.049	10.210.049	-	-	-	-
Perú	Soles	6,41%	Con Garantía	133.875	59.679	193.554	9.489.274	-	-	9.489.274
Total				133.875	10.269.728	10.403.603	9.489.274	-	-	9.489.274

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2010 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento			
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Perú	US\$	6,15%	Con Garantía	-	10.463.994	10.463.994	-	-	-	-
Perú	Soles	6,41%	Con Garantía	135.886	60.596	196.482	9.635.108	-	-	9.635.108
Total				135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	9.635.108

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2011 asciende a M\$ 2.996.734.329 y al 31 de diciembre de 2011 a M\$ 3.209.731.363.

- 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	06-2012								12-2011					
								Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.039.119	1.039.119	2.533.564	2.511.651	12.458.394	17.503.609	1.041.741	-	1.041.741	2.291.023	2.598.536	13.765.541	18.655.100
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,02%	1.867.642	4.921.120	6.788.762	11.214.360	21.668.421	-	32.882.781	1.918.477	6.218.565	8.137.042	10.519.276	14.415.305	11.395.943	36.330.524
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	5,68%	1.077.638	3.018.957	4.096.595	2.890.865	-	2.890.865	579.527	3.648.359	4.227.886	2.859.893	-	-	2.859.893	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	19,59%	76.550	423.330	499.880	404.202	-	404.202	121.499	280.084	401.583	593.623	-	-	593.623	
Totales Leasing								3.021.830	9.402.526	12.424.356	17.042.991	24.180.072	12.458.394	53.681.457	3.661.244	10.147.008	13.808.252	16.263.815	17.013.841	25.161.484	58.439.140

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	06-2012								12-2011					
								Corriente			No Corriente					Corriente			No Corriente		
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	13.363.592	5.747.254	19.110.846	28.180.290	24.572.251	-	52.752.541	7.749.998	14.969.290	22.719.288	12.851.153	37.735.332	-	50.586.485
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	14.680.541	-	14.680.541	-	-	-	-	-	13.925.511	13.925.511	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	1.818.115	-	1.818.115	5.723.205	-	-	5.723.205	679.866	1.133.110	1.812.976	-	-	-	-
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	4,74%	-	-	-	-	-	-	-	27	-	27	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Chile	96.963.440-	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	9.823.352	-	9.823.352	-	-	-	-	10.104.537	-	10.104.537	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda	Chile	96.963.440-	SC GROUP	Chile	US\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	1.092.804	-	1.092.804	-	-	-	-
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangue	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	2	-	2	-	-	-	-
96.827.970-K	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	-	498.000	498.000	-	-	-	-	3.929.271	-	3.929.271	-	-	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	3.958	-	3.958	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	N/A	Otros	Chile	Ch\$	N/A	-	-	-	-	-	-	-	1.235	-	1.235	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,41%	181.436	544.309	725.745	1.948.458	1.923.703	2.058.513	5.930.674	205.853	613.419	819.272	2.035.832	2.239.892	2.816.907	7.092.631
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,20%	3.241.943	8.888.302	12.130.245	23.347.156	22.608.922	17.530.608	63.486.686	4.941.520	10.526.077	15.467.597	23.343.601	22.203.629	22.367.250	67.914.480
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,34%	912.873	2.738.617	3.651.490	5.238.900	4.864.877	8.675.548	18.779.325	1.289.715	3.067.631	4.357.346	6.534.103	5.634.274	11.052.898	23.221.275
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,71%	15.026	69.356	84.382	69.356	-	1.385.288	1.454.644	16.411	113.158	129.569	108.803	-	1.448.799	1.557.602
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	US\$	5,39%	-	-	-	-	-	-	-	4.532.108	-	4.532.108	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,98%	973.719	2.891.327	3.865.046	2.937.411	-	2.937.411	1.049.301	3.073.192	4.122.493	5.366.340	-	-	-	5.366.340
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDDES	Brasil	Real	9,91%	4.889.425	11.389.117	16.278.542	18.181.503	-	18.181.503	5.567.428	16.072.830	21.640.258	27.967.533	-	-	-	27.967.533
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,71%	1.742.214	5.381.480	7.123.694	19.661.443	5.245.213	4.589.561	29.496.217	1.975.303	6.454.541	8.429.844	24.074.744	5.911.192	6.650.091	36.636.027
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	1.448.824	1.448.824	2.897.648	2.897.651	-	2.897.651	-	3.176.291	3.176.291	4.764.438	-	-	-	4.764.438
Totales Otras								53.091.060	39.596.586	92.687.646	108.185.373	59.214.966	34.239.518	201.639.857	38.602.036	77.662.351	116.264.387	107.046.547	73.724.319	44.335.945	225.106.811

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.

18.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de junio de 2012, M\$ 708.757.788 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 2011 dicho monto ascendía a M\$ 739.686.386.

El movimiento durante los períodos 2012 y 2011 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-06-2012	31-12-2011
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	30.554.503	67.748.527
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	9.865.662	(28.520.464)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(4.256.196)	(9.306.696)
Diferencias de conversión	(77.914)	633.136
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	36.086.055	30.554.503

18.5 Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 226.430.000 y M\$ 238.832.000, respectivamente.

19. POLITICA 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 en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- El Comité de Riesgos del Grupo es el órgano encargado de definir, aprobar y actualizar los principios básicos en los que se han de inspirar las actuaciones relacionadas con el riesgo.
- El Gobierno de los Riesgos, se organiza operativamente a través de la existencia de las funciones de Control de Riesgos y de Gestión de Riesgos, siendo ambas funciones independientes.
- 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.
- Los límites de los negocios se ratifican por el Comité de Riesgos del Grupo.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- 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 54% al 30 de junio de 2012.

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

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

Posición neta:

	30-06-2012 %	31-12-2011 %
Tasa de interés fijo	54%	62%
Tasa de interés variable	46%	38%
Total	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos, en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- 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.

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.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y alta volatilidad del precio del petróleo, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas al precio del Brent. Al 30 de junio de 2012 no existen instrumentos de cobertura vigentes y las coberturas contratadas en el pasado han sido puntuales y por montos poco significativos. No se descarta que en el futuro se haga uso de este tipo de herramientas.

19.4. Riesgo de liquidez.

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

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

Al 30 de junio de 2012, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 731.224.178 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 226.430.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2011, el Grupo tenía una liquidez de M\$ 1.219.921.268 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 238.832.000 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 80% 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 Bootstrapping. 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 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	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Tipo de interés	32.111.357	41.560.004
Tipo de cambio	4.236.469	3.602.591
Correlación	(688.098)	(310.050)
Total	35.659.728	44.852.545

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el primer semestre de 2012 y ejercicio 2011 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.

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 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

30 de junio de 2012					
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 derivados	890.317	-	-	-	48.214
Otros activos de carácter financiero	-	-	973.607.279	-	-
Total Corriente	890.317	-	973.607.279	-	48.214
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	2.991.848	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	23.302.645
Otros activos de carácter financiero	-	24.866.172	499.678.240	-	-
Total No Corriente	-	24.866.172	499.678.240	2.991.848	23.302.645
Total	890.317	-	1.473.285.519	2.991.848	23.350.859

31 de diciembre de 2011					
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 derivados	47.504	-	-	-	748.078
Otros activos de carácter financiero	-	-	1.013.028.618	-	-
Total Corriente	47.504	-	1.013.028.618	-	748.078
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	2.892.655	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	12.178.355
Otros activos de carácter financiero	-	20.793.960	444.818.541	-	-
Total No Corriente	-	20.793.960	444.818.541	2.892.655	12.178.355
Total	47.504	-	1.457.847.159	2.892.655	12.926.433

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

30 de junio de 2012				
	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	3.791.536	498.000	487.059.816	-
Instrumentos derivados	306.201	-	-	4.739.758
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.249.483.663	-
Total Corriente	4.097.737	498.000	1.736.543.479	4.739.758
Préstamos que devengan interés	10.707.657	-	3.017.894.105	-
Instrumentos derivados	-	-	-	223.163.775
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	13.716.198	-
Total No Corriente	10.707.657	-	3.031.610.303	223.163.775
Total	14.805.394	498.000	4.768.153.782	227.903.533

31 de diciembre de 2011				
	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	11.601.335	3.929.271	646.444.125	-
Instrumentos derivados	807.105	-	-	6.200.643
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.395.341.923	-
Total Corriente	12.408.440	3.929.271	2.041.786.048	6.200.643
Préstamos que devengan interés	13.215.469	-	3.035.982.494	-
Instrumentos derivados	-	-	-	212.913.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.548.235	-
Total No Corriente	13.215.469	-	3.059.530.729	212.913.735
Total	25.623.909	3.929.271	5.101.316.777	219.114.378

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 2012 y 31 de diciembre de 2011, 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 2012				31 de diciembre de 2011			
	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:	-	2.851.644	178.379	6.113.118	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	-	2.851.644	178.379	6.113.118	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	48.214	20.451.001	4.561.379	217.050.657	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867
Cobertura de flujos de caja	48.214	20.451.001	4.538.113	213.511.766	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556
Cobertura de valor razonable	-	-	23.266	3.538.891	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	48.214	23.302.645	4.739.758	223.163.775	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735

- 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 30-06-2012	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2011	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(3.439.853)	(4.376.384)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(3.562.157)	(7.157.165)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(197.550.664)	(194.654.396)	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los periodos 2012 y 2011 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 2012		31 de diciembre de 2011	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	1.485.945	4.034.969	-
Partida subyacente	-	538.100	-	4.763.189
TOTAL	-	2.024.045	4.034.969	4.763.189

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

Al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, 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 2012				31 de diciembre de 2011			
	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	890.317	306.201	-	-	47.504	807.105	-	-

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 2012 y 31 de diciembre de 2011, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	30 de junio de 2012							
	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:	(3.439.853)	5.220.890	122.915.552	5.177.304	6.663.200	5.115.755	8.088.424	153.181.125
Cobertura de flujos de caja	(3.439.853)	5.220.890	122.915.552	5.177.304	6.663.200	5.115.755	8.088.424	153.181.125
Cobertura de tipo de cambio:	(201.112.821)	20.575.975	299.947.077	202.683.388	1.818.220	214.321.158	-	739.345.818
Cobertura de flujos de caja	(197.550.664)	19.989.061	298.363.416	200.986.496	-	214.321.158	-	733.660.131
Cobertura de valor razonable	(3.562.157)	586.914	1.583.661	1.696.892	1.818.220	-	-	5.685.687
Derivados no designados contablemente de cobertura	584.116	51.373.296	-	-	-	-	-	51.373.296
TOTAL	(203.968.558)	77.170.161	422.862.629	207.860.692	8.481.420	219.436.913	8.088.424	943.900.239

Derivados financieros	31 de diciembre 2011							
	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:	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863
Cobertura de flujos de caja	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863
Cobertura de tipo de cambio:	(201.811.561)	29.287.450	10.912.595	499.430.704	2.091.618	211.163.933	-	752.886.300
Cobertura de flujos de caja	(194.654.396)	23.473.223	9.147.062	497.538.936	64.588	211.163.933	-	741.387.742
Cobertura de valor razonable	(7.157.165)	5.814.227	1.765.533	1.891.768	2.027.030	-	-	11.498.558
Derivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294
TOTAL	(206.947.546)	57.637.267	18.038.413	624.678.581	8.985.316	216.456.656	8.368.224	934.164.457

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 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	30-06-2012 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	23.350.859	-	23.350.859	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	890.317	-	890.317	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	31.650	31.650	-	-
Total	24.272.826	31.650	24.241.176	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	224.341.376	-	224.341.376	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	3.562.157	-	3.562.157	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	306.201	-	306.201	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	3.791.536	-	3.791.536	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	10.977.657	-	10.977.657	-
Otros pasivos financieros largo plazo	498.000	-	-	498.000
Total	243.476.927	-	242.978.927	498.000

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	31-12-2011 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	12.926.433	-	12.926.433	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	47.504	-	47.504	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	86.852	86.852	-	-
Total	13.060.789	86.852	12.973.937	-
Pasivos Financieros				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	211.957.213	-	211.957.213	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	7.157.165	-	7.157.165	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	807.105	-	807.105	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	11.601.335	-	11.601.335	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.215.469	-	13.215.469	-
Otros pasivos financieros largo plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	248.667.558	-	244.738.287	3.929.271

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 2010	12.395.250
Utilidad imputada en resultado financiero	(8.465.979)
Saldo al 31 de diciembre de 2011	3.929.271
Utilidad imputada en resultado financiero	(3.431.271)
Saldo al 30 de junio de 2012	498.000

El valor razonable del Nivel 3 ha sido determinado mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precios y niveles de producción de energía y potencia a firme y de costos de operación y mantenimiento de algunas de nuestras centrales.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel.

21. CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Acreedores comerciales	232.519.325	393.066.581	-	-
Otras cuentas por pagar	900.802.011	841.997.878	13.716.198	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.133.321.336	1.235.064.459	13.716.198	14.304.607

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	Uno a cinco años	
			30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Proveedores por compra de energía	392.449.384	354.964.500	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	57.416.536	38.102.081	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	396.004.460	529.596.153	2.524	243.790
Dividendos por pagar a terceros	144.181.437	161.073.860	-	-
Multas y reclamaciones (*)	75.215.295	74.994.982	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	22.647.225	17.971.576	4.687.477	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	10.530.640	17.684.946	6.209.717	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	12.572.903	11.514.861	-	-
Obligaciones programas sociales	4.894.112	14.987.123	-	-
Otras cuentas por pagar	17.409.344	14.174.377	2.816.480	2.585.175
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.133.321.336	1.235.064.459	13.716.198	14.304.607

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

(*) Corresponde a multas y reclamaciones que nuestra filial argentina Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública ocurridos en años anteriores a 2010. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) (ver nota 4.2).

22. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales	34.543.376	49.741.677	181.779.402	186.849.932
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	30.094.035	13.806.632
Provisión proveedores y servicios	10.571.958	9.689.600	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	21.022.702	31.162.406	18.998	65.221
Provisiones de riesgos	-	-	-	38.388
Otras provisiones	24.913.535	9.108.971	96.942	1.813.468
Total	91.051.571	99.702.654	211.989.377	202.573.641

b) El movimiento de las provisiones al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	-	236.591.609	13.806.632	51.878.054	302.276.295
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	-	15.519.076	-	15.519.076
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	11.699.256	28.765	3.397.948	15.125.969
Provisión Utilizada	-	(21.837.085)	-	(16.629.654)	(38.466.739)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	18.271.093	177.427	6.002.751	24.451.271
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	-	(20.303.397)	517.562	(2.114.229)	(21.900.064)
Otro Incremento (Decremento)	-	(8.098.698)	44.573	14.089.265	6.035.140
Total Movimientos en Provisiones	-	(20.268.831)	16.287.403	4.746.081	764.653
Saldo Final al 30 de junio de 2012	-	216.322.778	30.094.035	56.624.135	303.040.948

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones					
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	2.821.692	254.643.245	10.779.096	72.727.532	340.971.565
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	-	2.049.816	-	2.049.816
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	36.123.460	54.806	2.684.365	38.862.631
Provisión Utilizada	-	(43.482.537)	-	(14.019.715)	(57.502.252)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	(69.128.722)	-	-	(69.128.722)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	28.730.776	393.141	7.779.422	36.903.339
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(38.273)	(547.411)	573.146	1.737.638	1.725.100
Otro Incremento (Decremento)	(2.783.419)	30.252.798	(43.373)	(19.031.188)	8.394.818
Total Movimientos en Provisiones	(2.821.692)	(18.051.636)	3.027.536	(20.849.478)	(38.695.270)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2011	-	236.591.609	13.806.632	51.878.054	302.276.295

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales:

Enersis y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo 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 3.1.1. 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) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se causa a partir del segundo año.

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de causación diaria y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

c) 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 2012 y 31 de diciembre de 2011, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	261.081.628	277.526.013
Total Pasivo	261.081.628	277.526.013
Total Obligaciones Post Empleo, neto	261.081.628	277.526.013

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	568.476.736	600.384.950
(-) Plan de activos (*)	(345.798.480)	(366.137.888)
Total	222.678.256	234.247.062
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	28.313.758	31.908.269
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	10.089.614	11.370.682
Total Obligaciones Post Empleo, neto	261.081.628	277.526.013

(*) 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.

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de Situación Financiera Consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor de razonable de los activos afectos al 30 de junio 2012 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-06-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	568.476.736	600.384.950	554.990.745	510.334.175	443.320.261
Activos Afectos	(345.798.480)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)	(264.762.082)
Diferencia	222.678.256	234.247.062	177.750.886	147.643.838	178.558.179
Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y Párrafo 58 (b) de la NIC 19.	38.403.372	43.278.951	40.165.773	39.960.319	2.126.401
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	261.081.628	277.526.013	217.916.659	187.604.157	180.684.580

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2011	554.990.745
Costo del servicio corriente	4.355.454
Costo por intereses	57.048.714
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.252.638
(Ganancias) pérdidas actuariales	31.390.546
Diferencia de conversión de moneda extranjera	890.940
Contribuciones pagadas	(52.715.892)
Costo de servicio pasado	4.385.031
Reducción de la obligación por venta de Cam y Synapsis	(2.885.053)
Otros	1.671.827
Saldo al 31 de diciembre de 2011	600.384.950
Costo del servicio corriente	1.151.270
Costo por intereses	28.509.840
(Ganancias) pérdidas actuariales	(108.421)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(51.618.866)
Contribuciones pagadas	(9.842.037)
Saldo final al 30 de junio de 2012	568.476.736

Al 30 de junio de 2012, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,28% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (5,99% a 31 de diciembre de 2011), en un 77,34% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (78,56% a 31 de diciembre de 2011), en un 15,10% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,17% a 31 de diciembre 2011) y el 1,28% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,28% a 31 de diciembre de 2011).

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 2011	(377.239.859)
Rendimiento esperado	(44.345.866)
(Ganancia) pérdida actuarial	29.912.014
Diferencia de conversión de moneda extranjera	5.214.769
Aportaciones del empleador	(13.605.383)
Aportaciones	(1.252.638)
Contribuciones pagadas	35.179.075
Saldo al 31 de diciembre de 2011	(366.137.888)
Rendimiento esperado	(18.257.966)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	42.873.020
Aportaciones	(6.000.132)
Contribuciones pagadas	1.724.486
Saldo final al 30 de junio de 2012	(345.798.480)

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

	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Acciones	5	5
Inmuebles	8.933.047	10.152.936
Total	8.933.052	10.152.941

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

Categoría de los Activos del Plan	30-06-2012		31-12-2011	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	52.305.549	16%	55.291.894	16%
Activos de renta fija	260.311.612	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	19.513.188	6%	20.653.101	6%
Otros	13.668.131	3%	14.549.487	3%
Total	345.798.480	100%	366.137.888	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 promedio al 31 de diciembre del 2011 fue del 12,09%.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de junio de 2012 y 2011 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.151.270	1.976.340
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	28.509.840	29.159.998
Rendimiento esperado de activos del plan	(18.257.966)	(22.725.786)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	11.403.144	8.410.552
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(108.421)	2.162.013
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	11.294.723	10.572.565

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 2012 y 31 de diciembre de 2011:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011
Tasas de descuento utilizadas	6,50%	6,50%	10,50%	10,50%	8,50%	8,50%	5,50%	5,50%
Rendimiento esperado de activos del plan	N/A	N/A	11,10%	11,10%	N/A	N/A	N/A	N/A
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	6,59%	6,59%	3,5% - 4,0% - 4,5%	3,5% - 4,0% - 4,5%	0,00%	0,00%
Tablas de mortalidad	RV -2004	RV-2004	AT 2000	AT 2000	RV 08	RV 08	RV 2004	RV 2004

- Sensibilización:**

Al 30 de junio de 2012, 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\$55.212.285 (M\$54.571.512 al 31 de diciembre de 2011) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$64.408.980 (M\$65.049.753 al 31 de diciembre de 2011) en caso de una baja de la tasa.

- 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 2012 han ascendido a M\$995.210 (M\$1.094.622 a junio de 2011).

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 2012 y 31 de diciembre de 2011 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 2012 y 31 de diciembre de 2011.

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 de Enersis 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 acordó establecer como política de dividendos para el año 2010, distribuir un monto equivalente al 60% de las utilidades del ejercicio 2010.

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 27 de octubre de 2010, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 27 de enero del año 2011, un dividendo provisorio de \$ 1,57180 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2010, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2010.

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 26 de abril de 2011, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 82), y un dividendo adicional, que asciende a un total de \$7,44578. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 82 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 83 ascendente a \$5,87398 por acción, a contar del 12 de mayo de 2011.

Lo anterior constituye una modificación de la política de dividendos de la Compañía, correspondiente al ejercicio 2010, que preveía el pago del dividendo provisorio durante el mes de diciembre.

El Directorio de Enersis en su Sesión Ordinaria de fecha 30 de noviembre de 2011, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 27 de enero del año 2012, un dividendo provisorio de \$ 1,46560 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2011, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2011.

Con fecha 29 de febrero de 2012 el Directorio de Enersis acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., mantener el reparto del mismo porcentaje de utilidades efectuado el ejercicio anterior, esto es, el 50% de las utilidades líquidas de la Compañía. Para el presente ejercicio dicho porcentaje equivale a \$5,7497 por acción, al que habrá que descontar el Dividendo Provisorio de \$1,46560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto a repartir a los accionistas será de \$4,2841 por concepto de Dividendo Definitivo por acción de la Compañía. Lo anterior, modifica la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendos del 55% de las utilidades líquidas de la Compañía.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2012, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°84), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$5,74970. Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°84 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°85 ascendente a \$4,28410 por acción.

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, en los últimos seis ejercicios, se resume como sigue:

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
82	Provisorio	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	09-05-2012	4,28410	2011

24.2 Reservas por Diferencias de conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de conversión de la controladora, netas de impuestos del estado de situación financiera consolidado al 30 de junio de 2012 y 2011 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
Distrielec Inversora S.A.	-	(33.443.724)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(72.529.417)	(41.345.610)
Ampla Energía E Serviços S.A.	75.854.887	159.619.800
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	3.430.877	4.752.781
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	30.107.763	17.867.477
Inversiones Distrilma S.A.	-	437.901
Edelnor	8.261.085	(7.783.373)
Investiuz S.A.	(2.596.238)	3.716.581
Endesa Brasil S.A.	(68.773.395)	78.073.021
Central Costanera S.A.	(5.761.040)	(7.973.383)
Endesa Argentina S.A.	-	286.480
Gas Atacama S.A.	2.595.302	(1.942.987)
Emgesa S.A. E.S.P.	58.255.862	48.505.966
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(13.008.281)	(10.862.165)
Generandes Perú S.A.	26.081.876	5.419.000
Otros	(202.126)	701.274
TOTAL	41.717.155	216.029.039

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 2012 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$ 962.229.550, M\$ 102.493.445, M\$ 395.479.757, M\$ 36.874.612 y M\$ 91.203.305, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 30 de junio de 2012 y 2011, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 30 de junio de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(134.905.513)	41.717.155
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	14.949.480	14.639.215
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	715	14.551
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	(921.630)	(1.498.130.626)
TOTAL	(1.320.882.757)	(120.876.948)	(1.441.759.705)

	Saldo al 1 de enero de 2011 M\$	Movimiento 2011 M\$	Saldo al 30 de junio de 2011 M\$
Diferencias de cambio por conversión	113.278.890	102.750.149	216.029.039
Coberturas de flujo de caja	(174.008.173)	2.144.090	(171.864.083)
Activos financieros disponibles para la venta	41.825	(735)	41.090
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	16.571.189	(1.274.528.709)
TOTAL	(1.351.787.356)	121.464.693	(1.230.322.663)

- **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 2.6.3) y
 - la 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 para tal efecto en 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.

Respecto a la variación negativa que se refleja en la línea "Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios" del estado de cambios en el patrimonio, ésta se explica fundamentalmente en los dos periodos por las participaciones no controladoras en los dividendos declarados por las sociedades consolidadas.

25. INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Ventas de energía (1)	2.952.040.344	2.856.047.898
Otras ventas	15.246.062	21.326.636
Ventas equipos de medida	1.363.366	1.063.189
Ventas de materiales electrónicos	7.755.493	8.561.335
Ventas de productos y servicios	6.127.203	11.702.112
Otras prestaciones de servicios	210.218.978	180.281.025
Peajes y transmisión	158.687.040	121.335.586
Arriendo equipos de medida	3.553.937	3.867.685
Alumbrado público	16.181.799	13.480.667
Verificaciones y enganches	6.239.571	7.940.617
Servicios de ingeniería y consultoría	5.400.829	7.363.856
Otras prestaciones	20.155.802	26.292.614
Total Ingresos de actividades ordinarias	3.177.505.384	3.057.655.559

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	69.158.751	90.116.759
Apoyos mutuos	15.510.187	12.419.251
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	6.530.301	4.485.764
Arrendamientos	355.775	363.391
Ventas de nuevos negocios	5.851.684	5.965.388
Otros Ingresos (2)	20.791.546	30.715.566
Total Otros ingresos por naturaleza	118.198.244	144.066.119

(1) Incluye M\$ 29.210.154 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y CMPC (Ver nota 34.3 N°15).

(2) Durante el periodo 2011 se ha reconocido un monto de M\$ 8.067.707 (M\$0 en 2012) que corresponden a la activación de pólizas de seguros que cubre la interrupción del negocio en la Central Bocamina I que, como consecuencia del terremoto que ocurrió en Chile el 27 de febrero de 2010, afectó a dicha Central. Ver Nota N°15 d) vi).

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Compras de energía	(977.781.005)	(888.399.321)
Consumo de combustible	(390.275.063)	(370.347.199)
Gastos de transporte	(227.534.151)	(194.242.957)
Costos por contratos de construcción	(69.158.751)	(90.116.759)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(235.238.112)	(257.388.794)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.899.987.082)	(1.800.495.030)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 30 de junio de 2012 y 2011, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(149.983.371)	(123.273.638)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(2.146.480)	(3.070.962)
Seguridad social y otras cargas sociales	(53.560.142)	(45.830.255)
Otros gastos de personal	(1.369.973)	(1.221.919)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(207.059.966)	(173.396.774)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Depreciaciones	(170.832.799)	(152.729.047)
Amortizaciones	(47.142.898)	(53.294.450)
Subtotal	(217.975.697)	(206.023.497)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(17.489.627)	15.802.391
Total	(235.465.324)	(190.221.106)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(17.489.627)	15.802.391
Total	(17.489.627)	15.802.391

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(35.927.894)	(52.716.724)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(101.106.182)	(81.580.112)
Reparaciones y conservación	(49.586.008)	(41.782.547)
Indemnizaciones y multas	(11.273.156)	(7.530.893)
Tributos y tasas	(16.785.852)	(109.692.304)
Primas de seguros	(12.090.909)	(9.332.727)
Arrendamientos y cánones	(9.099.527)	(8.694.180)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(3.383.074)	(4.047.275)
Otros aprovisionamientos	(13.622.813)	(6.754.451)
Gastos de viajes	(3.436.214)	(1.918.736)
Gastos de medioambiente	(978.145)	(1.048.532)
Total Otros gastos por naturaleza	(257.289.774)	(325.098.481)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Ventas de inversiones Grupo Cam y Synapsis (*)	-	(8.507.736)
Ventas de terrenos	1.651.287	358.111
Otros	96.000	995.790
Total Otras ganancias (pérdidas)	1.747.287	(7.153.835)

(*) Incluye un efecto por diferencias de conversión de M\$ (3.236.883).

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 30 de junio de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	34.058.871	36.200.194
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	18.257.966	22.725.786
Otros ingresos financieros	375.626	32.988.792
Ingresos por otros activos financieros	36.761.639	1.254.570
Total Ingresos Financieros	89.454.102	93.169.342

Costos financieros	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Costos Financieros	(234.330.936)	(217.623.424)
Préstamos bancarios	(24.607.379)	(29.631.618)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(103.367.717)	(103.870.596)
Valoración derivados financieros	(10.342.247)	(6.018.861)
Provisiones financieras	(24.507.903)	(4.511.543)
Obligación por beneficios post empleo	(28.509.840)	(29.159.998)
Gastos financieros activados	15.393.689	8.300.592
Otros costos financieros	(58.389.539)	(52.731.400)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(7.865.034)	(13.101.710)
Diferencias de cambio (**)	(9.527.433)	668.725
Total Costos Financieros	(251.723.403)	(230.056.409)
Total Resultado Financiero	(162.269.301)	(136.887.067)

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajuste son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	3.427.396	4.475.407
Otros activos no financieros	574.737	867.678
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	114.192	13.977
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.245.072	144.259
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(13.845.820)	(18.613.049)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	230.500	57.041
Otras provisiones	(143.550)	(114.282)
Otros pasivos no financieros	532.439	67.259
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(7.865.034)	(13.101.710)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(4.790.556)	3.443.952
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	3.287.830	1.800.716
Otros activos no financieros	(289.411)	378.064
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	3.560.642	1.171.690
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(17.043)	36.767
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(6.504.075)	(7.128.923)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(4.592.378)	136.540
Otros pasivos no financieros	(182.442)	829.919
Total Diferencias de Cambio	(9.527.433)	668.725

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 al primer semestre de 2012 y 2011:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(195.406.917)	(190.408.025)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente.)	6.357.804	13.497.644
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	260.092	(1.156.980)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(146.714)	(142.458)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(188.935.735)	(178.209.819)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	13.726.508	(7.426.802)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas	2.786	(51.001)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	-	7.059.315
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	13.729.294	(418.488)
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(175.206.441)	(178.628.307)

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	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(104.370.457)	(119.069.161)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(68.734.003)	(61.073.782)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imposables	31.423.016	(13.166.614)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(51.682.694)	11.470.540
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas	2.786	(51.001)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	260.092	(1.156.980)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	17.894.819	4.418.691
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(70.835.984)	(59.559.146)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(175.206.441)	(178.628.307)

Con fecha 29 de julio de 2010 se promulgó en Chile la Ley N° 20.455 "Modifica diversos cuerpos legales para obtener recursos destinados al financiamiento de la reconstrucción del país", la cual fue publicada en el Diario Oficial con fecha 31 de julio de 2010. Esta ley, entre otros aspectos, establece un aumento transitorio de la tasa de impuesto a la renta para los años comerciales 2011 y 2012 (a un 20% y 18,5%, respectivamente), volviendo nuevamente al 17% el año 2013.

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 señalada, correspondientes al periodo 2012 y 2011.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	973.047.431	1.212.585.323	1.084.591.783	1.007.409.597	32.950.862	305.970.088	2.090.590.076	2.525.965.008
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	288.584.633	552.738.084	289.607.135	298.945.821	153.032.410	368.237.363	731.224.178	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	692.752	914.209	177.457	25.011	158.486	-	1.028.695	939.220
Otros Activos No Financieros, Corriente	28.250.338	31.292.979	65.742.495	38.792.524	2.177.910	2.380.809	96.170.743	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	315.123.402	355.609.508	619.083.736	610.324.178	8.659.143	11.668.702	942.866.281	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	132.538.924	130.673.380	59.317.637	7.215.786	(161.205.727)	(102.606.574)	30.650.834	35.282.592
Inventarios	70.380.742	55.906.768	18.622.032	16.354.914	5.953.817	5.663.862	94.956.591	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	137.476.640	85.450.395	32.041.291	35.751.363	24.174.823	20.625.926	193.692.754	141.827.684
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.154.304.470	6.154.273.561	4.573.307.510	4.778.151.088	289.245.625	275.481.095	11.016.857.606	11.207.905.744
Otros activos financieros no corrientes	24.736.682	13.598.336	3.034.997	2.826.723	25.002.168	20.930.001	52.773.847	37.355.060
Otros activos no financieros no corrientes	25.913.565	28.731.435	96.549.653	80.741.831	12.177	27.843	122.475.395	109.501.109
Derechos por cobrar no corrientes	152.967.193	175.400.312	344.425.541	267.256.936	672.325	671.202	498.065.059	443.328.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	83.178	(1.863.216)	104.630	117.946	(187.809)	1.745.270	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	567.904.698	591.668.155	482.400.955	503.610.981	(1.037.992.823)	(1.082.085.874)	12.312.830	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	36.171.690	35.332.818	1.129.184.546	1.417.846.070	13.068.714	14.219.326	1.178.424.950	1.467.398.214
Plusvalía	104.520.008	106.399.041	116.330.342	129.382.377	1.203.924.516	1.240.622.708	1.424.774.866	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	5.079.112.607	5.068.294.024	2.216.435.962	2.180.696.470	(7.982.745)	(6.259.488)	7.287.565.824	7.242.731.006
Propiedad de inversión	-	-	-	-	38.355.653	38.055.889	38.355.653	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	162.894.850	136.712.656	184.840.884	195.671.754	54.373.449	47.554.218	402.109.183	379.938.628
TOTAL ACTIVOS	7.127.351.902	7.366.858.885	5.657.899.293	5.785.560.685	322.196.487	581.451.183	13.107.447.682	13.733.870.752

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.110.707.321	1.150.249.283	1.331.943.789	1.394.053.750	(417.186.875)	(83.769.398)	2.025.464.235	2.460.533.635
Otros pasivos financieros corrientes	207.803.556	365.375.002	272.955.470	292.160.116	15.636.285	14.547.220	496.395.311	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	378.603.135	380.701.746	727.647.901	774.128.579	27.070.300	80.234.135	1.133.321.336	1.235.064.460
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	409.791.704	234.167.088	185.267.181	126.083.948	(478.896.558)	(203.073.399)	116.162.327	157.177.637
Otras provisiones corrientes	36.488.482	36.030.224	39.804.706	43.227.192	14.758.383	20.445.238	91.051.571	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	57.497.062	122.601.990	58.377.531	110.935.913	3.013.803	2.315.339	118.888.396	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	20.523.382	11.373.233	47.891.000	47.518.002	1.230.912	1.762.069	69.645.294	60.653.304
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.211.187.084	2.231.327.095	1.570.834.003	1.572.059.394	569.947.023	573.796.771	4.351.968.110	4.377.183.260
Otros pasivos financieros no corrientes	1.721.979.261	1.755.575.529	966.253.215	952.894.143	563.533.061	562.885.621	3.251.765.537	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	215.269	243.234	13.500.929	14.060.817	-	556	13.716.198	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	2.891.659	81.953	-	-	(2.891.659)	(81.953)	-	-
Otras provisiones no corrientes	35.709.704	20.833.139	169.706.251	181.636.893	6.573.422	103.609	211.989.377	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	349.560.837	341.568.310	175.347.730	162.528.439	3.895.985	4.341.506	528.804.552	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	36.624.320	36.504.909	218.227.976	234.826.662	6.229.332	6.194.442	261.081.628	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes	64.206.034	76.520.021	27.797.902	26.112.440	(7.393.118)	352.990	84.610.818	102.985.451
PATRIMONIO NETO	3.805.457.496	3.985.282.507	2.755.121.501	2.819.447.541	169.436.339	91.423.809	6.730.015.337	6.896.153.857
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.805.457.496	3.985.282.507	2.755.121.501	2.819.447.541	169.436.339	91.423.809	3.813.429.898	3.895.728.606
Capital emitido	1.500.281.174	1.752.890.037	862.285.132	1.010.886.630	462.316.528	61.106.168	2.824.882.834	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.727.987.695	1.838.419.172	1.119.654.338	957.047.345	(576.094.913)	(562.497.637)	2.271.547.120	2.232.968.880
Primas de emisión	206.008.557	-	4.292.986	-	(51.541.895)	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	371.180.070	393.973.298	768.889.045	851.513.566	334.756.619	434.055.630	(1.441.759.704)	(1.320.882.757)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.916.585.439	3.000.425.251
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.127.351.901	7.366.858.885	5.657.899.293	5.785.560.685	322.196.487	581.451.182	13.107.447.682	13.733.870.752

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
INGRESOS	1.324.631.409	1.327.158.116	2.278.990.357	2.179.500.421	(307.918.138)	(304.936.859)	3.295.703.628	3.201.721.678
Ventas	1.322.022.468	1.311.184.900	2.163.739.789	2.049.716.852	(308.256.873)	(303.246.193)	3.177.505.384	3.057.655.559
Ventas de energía	1.261.044.021	1.302.042.954	1.983.455.877	1.874.465.626	(292.459.554)	(320.460.682)	2.952.040.344	2.856.047.898
Otras ventas	6.148.277	13.091	4.276.249	3.310.363	4.821.537	18.003.182	15.246.063	21.326.636
Otras prestaciones de servicios	54.830.170	9.128.855	176.007.663	171.940.863	(20.618.856)	(788.693)	210.218.977	180.281.025
Otros ingresos de explotación	2.608.941	15.973.216	115.250.568	129.783.569	338.735	(1.690.666)	118.198.244	144.066.119
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(746.219.705)	(716.059.384)	(1.469.147.235)	(1.406.635.712)	315.379.858	322.200.066	(1.899.987.082)	(1.800.495.030)
Compras de energía	(190.998.003)	(203.252.972)	(1.082.063.065)	(1.005.602.583)	295.280.063	320.456.234	(977.781.005)	(888.399.321)
Consumo de combustible	(390.269.176)	(370.342.978)	-	-	(5.887)	(4.221)	(390.275.063)	(370.347.199)
Gastos de transporte	(131.836.111)	(105.975.353)	(117.144.352)	(108.401.180)	21.446.312	20.133.576	(227.534.151)	(194.242.957)
Otros provisionamientos variables y servicios	(33.116.415)	(36.488.081)	(269.939.818)	(292.631.949)	(1.340.630)	(18.385.523)	(304.396.863)	(347.505.553)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	578.411.704	611.098.732	809.843.122	772.864.709	7.461.720	17.263.207	1.395.716.546	1.401.226.648
Trabajos para el Inmovilizado	5.865.272	654.229	17.583.336	17.462.707	-	4.437.307	23.448.608	22.554.243
Gastos de Personal	(59.856.784)	(28.151.478)	(131.611.832)	(118.102.581)	(15.591.350)	(27.142.715)	(207.059.966)	(173.396.774)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(61.941.833)	(119.905.010)	(198.477.012)	(204.873.874)	3.129.071	(319.597)	(257.289.774)	(325.098.481)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	462.478.359	463.696.473	497.337.614	467.350.961	(5.000.559)	(5.761.798)	954.815.414	925.285.636
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(106.273.019)	(74.369.504)	(128.108.495)	(114.785.345)	(1.083.810)	(1.066.257)	(235.465.324)	(190.221.106)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	356.205.340	389.326.969	369.229.119	352.565.616	(6.084.369)	(6.828.055)	719.350.090	735.064.530
RESULTADO FINANCIERO	(71.635.787)	(71.490.162)	(72.452.041)	(48.504.897)	(18.181.473)	(16.892.008)	(162.269.301)	(136.887.067)
Ingresos financieros	25.378.650	16.950.268	59.465.021	69.155.144	4.610.431	7.063.930	89.454.102	93.169.342
Gastos financieros	(89.865.540)	(87.573.118)	(134.107.144)	(117.247.672)	(10.358.252)	(12.802.634)	(234.330.936)	(217.623.424)
Resultados por Unidades de Reajuste	(814.215)	(2.948.106)	938.812	97.153	(7.989.631)	(10.250.757)	(7.865.034)	(13.101.710)
Diferencias de cambio	(6.334.682)	2.080.794	1.251.270	(509.522)	(4.444.021)	(902.547)	(9.527.433)	668.725
Positivas	12.441.441	13.957.838	2.198.284	1.904.899	10.309.004	420.069	24.948.729	16.282.806
Negativas	(18.776.123)	(11.877.044)	(947.014)	(2.414.421)	(14.753.025)	(1.322.616)	(34.476.162)	(15.614.081)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	5.437.811	4.359.907	101.256	(1.527)	(101.256)	(36.205)	5.437.811	4.322.175
Resultado de Otras Inversiones	(4.382.660)	181.799	(9.186.368)	-	13.867.031	-	298.003	181.799
Resultados en Ventas de Activos	14.513	555.844	(317.772)	71.990	1.651.287	(7.963.468)	1.348.028	(7.335.634)
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	285.639.217	322.934.357	287.374.194	304.131.182	(8.848.780)	(31.719.736)	564.164.631	595.345.803
Impuesto Sobre Sociedades	(92.519.879)	(98.364.840)	(89.822.476)	(80.726.563)	7.135.914	463.096	(175.206.441)	(178.628.307)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	193.119.338	224.569.517	197.551.718	223.404.619	(1.712.866)	(31.256.640)	388.958.190	416.717.496
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	193.119.338	224.569.517	197.551.718	223.404.619	(1.712.866)	(31.256.640)	388.958.190	416.717.496
RESULTADO DEL PERÍODO	193.119.338	224.569.517	197.551.718	223.404.619	(1.712.866)	(31.256.640)	388.958.190	416.717.496
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	162.620.854	201.756.280
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	226.337.336	214.961.216

33.3 Países.

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	723.090.005	1.117.076.586	166.098.601	198.804.567	794.082.633	680.639.175	299.419.910	439.170.846	180.966.652	138.640.932	(73.067.725)	(48.367.098)	2.090.590.076	2.525.965.008
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	150.672.311	588.127.702	22.028.816	43.522.761	380.458.398	277.962.207	92.124.562	268.253.856	85.940.089	42.054.742	-	-	731.224.176	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	980.481	47.504	-	143.638	-	-	-	699.517	48.214	48.561	-	-	1.028.695	939.220
Otros Activos No Financieros, Corriente	7.294.978	8.430.910	2.720.621	2.444.742	73.905.089	43.310.736	9.245.324	13.185.071	2.909.227	5.094.853	95.503	-	96.170.742	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	329.036.100	338.292.487	92.388.803	108.345.327	296.837.261	318.551.280	151.765.643	137.785.949	71.793.215	73.975.674	1.045.263	651.671	942.866.285	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	66.764.260	49.976.938	36.418.718	34.084.870	-	-	961.231	30.857	715.115	208.696	(74.208.491)	(49.018.769)	30.650.833	35.282.592
Inventarios	43.687.881	37.057.881	6.892.148	4.921.951	1.298.974	1.266.810	23.768.315	17.676.019	19.309.274	17.002.883	-	-	94.956.592	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	124.653.994	95.143.164	5.649.495	5.341.278	41.582.911	39.548.142	21.554.835	1.539.577	251.518	255.523	-	-	193.692.753	141.827.684
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	7.705.969.338	7.893.250.054	618.105.417	593.346.110	3.400.294.487	3.805.276.863	2.500.677.202	2.353.927.049	1.223.446.830	1.246.563.957	(4.431.635.668)	(4.684.458.288)	11.016.857.606	11.207.905.745
Otros activos financieros no corrientes	48.019.976	32.942.181	308.895	161.140	24.684	27.818	1.271.680	1.214.684	3.148.611	3.009.238	-	-	52.773.846	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes	449.932	599.529	1.920.850	1.984.737	121.080.962	106.916.843	-	-	-	-	(976.349)	-	122.475.395	109.501.109
Derechos por cobrar no corrientes	4.128.852	4.531.190	146.947.497	151.690.773	333.424.539	273.379.275	12.916.976	13.727.212	-	-	647.194	-	498.065.058	443.328.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.973.261	6.179.892	-	-	45.145.761	44.861.006	-	-	-	-	(51.119.022)	(51.040.898)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.462.868.229	4.681.940.902	67.319.680	4.727.255	1.101.206.115	1.217.587.204	79	76	48.521.596	49.887.780	(5.667.602.868)	(5.940.949.955)	12.312.831	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	38.082.499	40.438.658	4.216.617	3.649.971	1.088.400.589	1.375.676.408	44.697.917	44.330.454	3.027.327	3.302.723	-	-	1.178.424.949	1.467.398.214
Plusvalía	2.312.259	2.312.632	(14.266.046)	2.357.592	105.645.237	119.058.905	13.800.650	13.209.651	9.194.299	10.361.690	1.308.088.466	1.329.103.656	1.424.774.865	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	3.000.009.887	2.998.303.344	406.117.927	424.077.441	416.412.840	479.342.553	2.328.353.943	2.184.994.520	1.158.239.872	1.178.479.794	(21.568.644)	(22.466.646)	7.287.565.825	7.242.731.006
Propiedad de inversión	38.355.653	38.055.889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.355.653	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	105.768.790	87.945.837	5.539.997	4.697.201	188.953.760	188.426.851	99.635.957	96.450.452	1.315.125	1.522.732	895.555	895.555	402.109.184	379.938.628
TOTAL ACTIVOS	8.429.059.343	9.010.326.640	784.204.018	792.150.677	4.194.377.120	4.485.916.038	2.800.097.112	2.793.097.895	1.404.413.482	1.385.204.889	(4.504.703.393)	(4.732.825.386)	13.107.447.682	13.733.870.752

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011	30-06-2012	31-12-2011
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES	472.099.394	661.869.058	510.787.165	494.783.567	547.593.634	650.237.150	372.996.708	483.448.241	197.679.849	170.828.751	(75.692.515)	(633.131)	2.025.464.235	2.460.533.637
Otros pasivos financieros corrientes	50.751.106	88.087.416	104.590.725	105.336.295	212.980.581	288.730.920	44.968.987	124.904.402	83.103.911	65.023.305	-	-	496.395.310	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	290.373.428	405.601.668	302.355.949	283.219.858	238.348.995	234.837.848	215.250.246	223.557.756	82.818.169	68.645.529	4.174.548	19.201.800	1.133.321.335	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	42.347.194	48.929.239	35.360.391	45.686.586	45.847.033	34.092.017	76.040.369	51.713.966	912.177	1.068.536	(84.344.837)	(24.312.705)	116.162.327	157.177.639
Otras provisiones corrientes	44.629.818	54.333.202	28.939.842	25.324.807	1.096.250	6.801.936	8.749	10.860	11.899.138	8.754.075	4.477.774	4.477.774	91.051.571	99.702.655
Pasivos por impuestos corrientes	30.025.270	58.625.870	15.167.826	12.379.051	32.147.916	67.476.356	30.436.187	76.893.506	11.111.198	20.478.459	-	-	118.888.397	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	13.972.578	6.291.663	24.372.432	22.836.970	17.172.859	18.298.073	6.292.170	6.367.751	7.835.256	6.858.847	-	-	69.645.295	60.653.304
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.721.260.879	1.819.290.887	192.695.918	206.938.488	936.505.123	929.216.917	1.049.966.404	928.038.093	495.847.093	527.947.698	(44.307.308)	(34.248.823)	4.351.968.109	4.377.183.260
Otros pasivos financieros no corrientes	1.431.568.457	1.538.473.627	101.113.999	113.544.053	542.793.046	515.352.311	880.625.173	782.142.214	295.664.861	321.843.088	-	-	3.251.765.536	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	2.060.870	1.146.930	11.655.329	13.157.677	-	-	-	-	-	-	13.716.199	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	34.684.837	34.248.823	-	-	-	-	-	-	(34.684.837)	(34.248.823)	-	-
Otras provisiones no corrientes	18.180.643	17.935.877	8.639.727	9.239.778	161.742.419	168.801.883	21.565.902	4.762.542	1.860.685	1.833.561	-	-	211.989.376	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	206.769.881	204.262.599	12.167.733	13.419.881	80.228.636	67.691.941	32.459.860	19.717.371	197.178.442	203.346.463	-	-	528.804.552	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	35.691.603	35.817.248	7.294.709	7.627.051	132.269.605	149.353.832	85.825.711	84.727.882	-	-	-	-	261.081.628	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes	29.050.295	22.801.536	26.734.043	27.711.972	7.816.088	14.859.273	29.489.758	36.688.084	1.143.105	924.586	(9.622.471)	-	84.610.818	102.985.451
PATRIMONIO NETO	6.235.699.070	6.529.166.695	80.720.935	90.428.622	2.710.278.363	2.906.461.971	1.377.134.000	1.381.611.561	710.886.540	686.428.440	(4.384.703.570)	(4.697.943.433)	6.730.015.338	6.896.153.855
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	6.235.699.070	6.529.166.695	80.720.935	90.428.622	2.710.278.363	2.906.461.971	1.377.134.000	1.381.611.561	710.886.540	686.428.439	(4.384.703.570)	(4.697.943.433)	3.813.429.899	3.895.728.604
Capital emitido	5.180.657.346	5.517.944.809	223.496.392	230.798.614	999.657.156	1.768.841.536	173.415.239	150.811.424	226.353.044	197.139.383	(3.978.696.342)	(5.040.652.931)	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.647.972.263	2.728.371.595	(138.052.331)	(99.901.666)	369.489.616	459.494.106	456.240.912	125.770.175	110.355.321	72.384.456	(1.174.458.661)	(1.053.149.787)	2.271.547.120	2.232.968.878
Primas de emisión	365.334.507	158.759.648	-	-	665.780.462	-	3.726.684	-	-	-	(876.082.005)	-	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.958.265.046)	(1.875.909.357)	(4.723.126)	(40.468.326)	675.351.129	678.126.329	743.751.165	1.105.029.962	374.178.175	416.904.601	1.644.533.438	1.395.859.285	(1.441.759.704)	(1.320.882.757)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.916.585.439	3.000.425.251
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.429.059.343	9.010.326.640	784.204.018	792.150.677	4.194.377.120	4.485.916.038	2.800.097.112	2.793.097.895	1.404.413.482	1.385.204.889	(4.504.703.393)	(4.732.825.386)	13.107.447.682	13.733.870.752

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	952.970.436	1.039.390.138	349.286.017	344.142.887	1.094.889.024	1.045.044.583	615.360.560	526.772.931	283.649.096	221.441.554	(451.505)	24.929.585	3.295.703.628	3.201.721.678
Ventas	945.953.679	1.021.936.027	341.074.224	339.904.666	1.018.994.601	945.647.646	599.303.354	512.452.536	272.656.780	212.785.099	(477.254)	24.929.585	3.177.505.384	3.057.655.559
Ventas de energía	880.356.208	953.939.031	328.638.326	329.796.170	925.722.679	877.875.633	562.707.172	465.619.726	264.615.959	202.858.050	-	25.959.288	2.952.040.344	2.856.047.898
Otras ventas	10.852.281	15.791.057	164.103	-	2.864.529	2.943.711	1.351.949	2.133.335	13.201	527.712	-	(69.179)	15.246.063	21.326.636
Otras prestaciones de servicios	54.745.190	52.205.939	12.271.795	10.108.496	90.407.393	64.828.302	45.244.233	44.699.475	8.027.620	9.399.337	(477.254)	(960.524)	210.218.977	180.281.025
Otros ingresos de explotación	7.016.757	17.454.111	8.211.793	4.238.221	75.894.423	99.396.937	16.057.206	14.320.395	10.992.316	8.656.455	25.749	-	118.198.244	144.066.119
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(669.089.935)	(696.541.768)	(240.507.641)	(235.667.016)	(642.020.624)	(603.133.420)	(219.419.705)	(179.875.520)	(128.974.076)	(85.435.620)	24.899	158.314	(1.899.987.082)	(1.800.495.030)
Compras de energía	(365.117.351)	(418.222.464)	(96.282.340)	(75.770.709)	(333.355.319)	(265.237.705)	(109.619.277)	(86.535.760)	(74.047.125)	(42.632.683)	640.407	-	(977.781.005)	(888.399.321)
Consumo de combustible	(190.448.389)	(176.297.245)	(138.186.181)	(149.369.569)	(14.439.040)	(14.216.974)	(17.377.403)	(7.126.273)	(29.824.050)	(23.337.138)	-	-	(390.275.063)	(370.347.199)
Gastos de transporte	(101.694.666)	(79.481.955)	(1.857.135)	(4.218.019)	(53.327.549)	(46.962.260)	(60.235.031)	(56.300.301)	(9.776.929)	(7.280.422)	(642.841)	-	(227.534.151)	(194.242.957)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(11.829.529)	(22.540.104)	(4.181.985)	(6.308.719)	(240.898.716)	(276.716.481)	(32.187.994)	(29.913.186)	(15.325.972)	(12.185.377)	27.333	158.314	(304.396.863)	(347.505.553)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	283.880.501	342.848.370	108.778.376	108.475.871	452.868.400	441.911.163	395.940.855	346.897.411	154.675.020	136.005.934	(426.606)	25.087.899	1.395.716.546	1.401.226.648
Trabajos para el Inmovilizado	5.022.045	5.728.113	6.737.991	5.669.049	7.657.349	7.794.289	2.731.483	2.233.841	1.299.740	1.128.951	-	-	23.448.608	22.554.243
Gastos de Personal	(53.062.648)	(51.524.098)	(59.859.612)	(50.129.647)	(54.275.644)	(54.579.988)	(24.913.940)	(21.955.213)	(14.948.122)	4.792.172	-	-	(207.059.966)	(173.396.774)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(56.777.496)	(54.580.079)	(57.828.048)	(39.060.297)	(81.694.713)	(81.404.726)	(39.660.694)	(106.987.375)	(21.755.326)	(18.016.679)	426.503	(25.049.325)	(257.289.774)	(325.098.481)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	179.062.402	242.472.306	(2.171.293)	24.954.976	324.555.392	313.720.738	334.097.704	220.188.664	119.271.312	123.910.378	(103)	38.574	954.815.414	925.285.636
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(59.670.168)	(58.340.311)	(20.200.227)	(15.460.414)	(69.726.990)	(40.861.069)	(55.268.324)	(49.327.222)	(31.500.670)	(28.164.667)	901.055	1.932.577	(235.465.324)	(190.221.106)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	119.392.234	184.131.995	(22.371.520)	9.494.562	254.828.402	272.859.669	278.829.380	170.861.442	87.770.642	95.745.711	900.952	1.971.151	719.350.090	735.064.530
RESULTADO FINANCIERO	(39.717.631)	(47.074.759)	(25.615.860)	(13.762.555)	(44.015.936)	(26.486.351)	(34.520.376)	(39.359.673)	(16.818.749)	(10.907.303)	(1.580.749)	703.574	(162.269.301)	(136.887.067)
Ingresos financieros	18.261.853	11.537.281	3.853.815	8.288.516	57.757.207	70.151.641	7.351.755	2.981.664	3.374.057	1.171.058	(1.144.585)	(960.818)	89.454.102	93.169.342
Gastos financieros	(47.005.577)	(47.121.613)	(23.535.321)	(18.247.340)	(102.984.741)	(98.308.528)	(41.698.616)	(42.329.259)	(20.251.025)	(12.577.502)	1.144.344	960.818	(234.330.936)	(217.623.424)
Resultados por Unidades de Reajuste	(7.864.755)	(13.101.710)	-	-	-	-	-	-	-	-	(279)	-	(7.865.034)	(13.101.710)
Diferencias de cambio	(3.109.152)	1.611.283	(5.934.354)	(3.803.731)	1.211.598	1.670.536	(173.515)	(12.078)	58.219	499.141	(1.580.229)	703.574	(9.527.433)	668.725
Positivas	18.777.267	7.817.598	3.908.023	2.368.140	6.052.015	5.069.443	591.205	360.789	357.826	1.422.564	(4.737.607)	(755.728)	24.948.729	16.282.806
Negativas	(21.886.419)	(6.206.315)	(9.842.377)	(6.171.871)	(4.840.417)	(3.398.907)	(764.720)	(372.867)	(299.607)	(923.423)	3.157.378	1.459.302	(34.476.162)	(15.614.081)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	484.069	4.359.873	28.267	(37.732)	-	-	-	-	4.925.475	-	-	34	5.437.811	4.322.175
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	1.251	695.924	296.752	-	-	-	(9.186.368)	-	9.186.368	-	-	(514.125)	298.003	181.799
Resultados en Ventas de Activos	1.591.818	(7.810.632)	-	-	-	-	(226.523)	14.257	(17.267)	460.741	-	-	1.348.028	(7.335.634)
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	81.751.741	134.302.401	(47.662.361)	(4.305.725)	210.812.466	246.373.318	234.896.113	131.516.026	85.046.469	85.299.149	(679.797)	2.160.634	564.164.631	595.345.803
Impuesto Sobre Sociedades	(14.803.350)	(35.889.020)	(226.445)	415.906	(47.372.610)	(52.903.199)	(87.806.259)	(67.492.536)	(24.997.777)	(22.759.458)	-	-	(175.206.441)	(178.628.307)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	66.948.391	98.413.381	(47.888.806)	(3.889.819)	163.439.856	193.470.119	147.089.854	64.023.490	60.048.692	62.539.691	(679.797)	2.160.634	388.958.190	416.717.496
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	66.948.391	98.413.381	(47.888.806)	(3.889.819)	163.439.856	193.470.119	147.089.854	64.023.490	60.048.692	62.539.691	(679.797)	2.160.634	388.958.190	416.717.496
RESULTADO DEL PERÍODO	66.948.391	98.413.381	(47.888.806)	(3.889.819)	163.439.856	193.470.119	147.089.854	64.023.490	60.048.692	62.539.691	(679.797)	2.160.634	388.958.190	416.717.496
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	162.620.854	201.756.280
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	226.337.336	214.961.216

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	438.610.795	581.738.393	96.153.901	113.950.708	202.918.336	229.070.896	191.818.677	239.044.005	89.473.485	75.650.050	(45.927.763)	(26.868.729)	973.047.431	1.212.585.323
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	44.234.944	230.289.585	9.606.261	22.383.610	122.586.831	131.040.180	64.304.060	136.260.140	47.852.537	32.764.569	-	-	288.584.633	552.738.084
Otros activos financieros corrientes	644.538	47.504	-	143.638	-	-	-	674.506	48.214	48.561	-	-	692.752	914.209
Otros Activos No Financieros, Corriente	4.735.357	5.388.772	1.452.409	1.197.748	15.701.185	14.283.730	5.183.300	7.964.428	1.178.087	2.458.301	-	-	28.250.338	31.292.979
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	167.607.576	175.085.843	40.957.007	54.090.162	38.970.841	63.940.752	48.892.543	45.507.596	18.185.329	16.985.155	510.106	-	315.123.402	355.609.508
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	75.438.507	58.683.378	35.509.940	33.441.555	18.306.610	19.803.730	40.829.390	35.104.241	8.892.346	10.509.205	(46.437.869)	(26.868.729)	132.538.924	130.673.380
Inventarios	35.553.944	29.481.511	4.232.260	1.783.282	22.573	2.504	17.490.063	11.993.970	13.081.902	12.645.501	-	-	70.380.742	55.906.768
Activos por impuestos corrientes	110.395.929	82.761.800	4.396.024	910.713	7.330.296	-	15.119.321	1.539.124	235.070	238.758	-	-	137.476.640	85.450.395
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.057.707.135	4.058.185.785	285.590.811	319.979.207	528.245.058	600.244.367	1.507.852.226	1.393.219.292	785.251.567	812.558.136	(1.010.342.327)	(1.029.913.225)	6.154.304.470	6.154.273.562
Otros activos financieros no corrientes	23.016.184	12.014.822	161.364	161.140	1	-	1.262.165	1.205.585	296.967	216.790	-	-	24.736.681	13.598.337
Otros activos no financieros no corrientes	134.129	342.343	1.248.242	1.099.011	25.506.201	27.290.081	-	-	-	-	(975.007)	-	25.913.565	28.731.435
Derechos por cobrar no corrientes	82.079	160.518	146.128.721	150.312.091	3.072.166	21.685.968	3.030.434	3.241.735	-	-	653.793	-	152.967.193	175.400.312
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	6.056.439	6.179.892	-	-	42.322.139	42.997.790	-	-	-	-	(48.295.400)	(51.040.898)	83.178	(1.863.216)
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.572.615.784	1.594.961.765	3.130.490	3.428.479	9.584.621	10.801.536	-	-	48.521.596	49.887.780	(1.065.947.793)	(1.067.411.405)	567.904.698	591.668.155
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.275.042	11.005.836	155.563	176.228	976.695	1.410.902	23.350.852	22.281.991	413.538	457.861	-	-	36.171.690	35.332.818
Plusvalía	13.651	14.024	(14.266.046)	2.357.592	-	-	5.356.024	5.126.657	9.194.299	10.361.690	104.222.080	88.539.078	104.520.008	106.399.041
Propiedades, planta y equipo	2.400.440.486	2.400.516.617	143.492.480	157.747.465	396.763.131	456.994.530	1.412.906.467	1.302.924.129	725.510.043	750.111.283	-	-	5.079.112.607	5.068.294.024
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	44.073.341	32.989.968	5.539.997	4.697.201	50.020.104	39.063.560	61.946.284	58.439.195	1.315.124	1.522.732	-	-	162.894.850	136.712.656
TOTAL ACTIVOS	4.496.317.930	4.639.924.178	381.744.712	433.929.915	731.163.394	829.315.263	1.699.670.903	1.632.263.297	874.725.052	888.208.186	(1.056.270.090)	(1.056.781.954)	7.127.351.901	7.366.858.885

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	488.710.175	419.861.754	179.110.910	184.089.684	197.375.632	223.439.239	217.452.395	220.413.976	77.073.154	77.444.300	(49.014.945)	25.000.330	1.110.707.321	1.150.249.283	
Otros pasivos financieros corrientes	35.010.256	73.513.845	80.854.734	82.987.086	31.302.325	62.027.186	19.255.704	113.869.956	41.380.537	32.976.929	-	-	207.803.556	365.375.002	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	180.462.500	210.953.110	53.752.831	47.852.899	36.131.522	47.171.805	80.227.992	50.897.328	20.006.851	23.834.560	8.021.439	(7.957)	378.603.135	380.701.745	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	217.659.594	69.582.013	33.931.524	43.569.836	114.397.195	81.664.568	100.246.574	14.328.510	593.201	13.875	(57.036.384)	25.008.287	409.791.704	234.167.089	
Otras provisiones corrientes	28.311.223	29.277.728	1.147.126	3.901.399	-	-	8.749	10.860	7.021.384	2.840.237	-	-	36.488.482	36.030.224	
Pasivos por impuestos corrientes	14.500.355	31.286.802	6.454.234	5.362.401	13.667.538	30.425.114	16.989.324	40.779.406	5.885.611	14.748.267	-	-	57.497.062	122.601.990	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	12.766.247	5.248.256	2.970.461	416.063	1.877.052	2.150.566	724.052	527.916	2.185.570	3.030.432	-	-	20.523.382	11.373.233	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	1.085.904.365	1.193.061.174	157.828.785	165.441.384	44.652.774	58.875.184	662.958.333	530.859.723	291.577.570	317.338.453	(31.734.743)	(34.248.823)	2.211.187.084	2.231.327.095	
Otros pasivos financieros no corrientes	868.035.397	975.588.006	81.872.662	87.602.569	31.433.466	36.725.221	593.977.840	486.420.793	146.659.896	169.238.940	-	-	1.721.979.261	1.755.575.529	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	215.269	241.287	-	1.947	-	-	-	-	-	-	215.269	243.234	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	83.178	81.953	34.684.837	34.248.823	-	-	-	-	-	-	(31.876.356)	(34.248.823)	2.891.659	81.953	
Otras provisiones no corrientes	10.415.588	10.251.812	-	-	7.161.867	8.596.721	16.440.922	316.576	1.691.327	1.668.030	-	-	35.709.704	20.833.139	
Pasivo por impuestos diferidos	179.978.487	177.178.521	12.167.733	13.419.881	1.676.518	4.538.425	12.511.752	-	143.226.347	146.431.483	-	-	349.560.837	341.568.310	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	12.218.080	12.334.488	2.154.241	2.216.852	-	-	22.251.999	21.953.569	-	-	-	-	36.624.320	36.504.909	
Otros pasivos no financieros no corrientes	15.173.635	17.626.394	26.734.043	27.711.972	4.380.923	9.012.870	17.775.820	22.168.785	-	-	141.613	-	64.206.034	76.520.021	
PATRIMONIO NETO	2.921.703.390	3.027.001.250	44.805.017	84.398.847	489.134.988	547.000.840	819.260.175	880.989.598	506.074.328	493.425.433	(975.520.402)	(1.047.533.461)	3.805.457.496	3.985.282.507	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.921.703.390	3.027.001.250	44.805.017	84.398.847	489.134.988	547.000.840	819.260.175	880.989.598	506.074.328	493.425.433	(975.520.402)	(1.047.533.461)	3.805.457.496	3.985.282.507	
Capital emitido	1.942.400.549	2.153.213.074	67.215.070	92.185.037	179.734.957	204.171.117	169.724.026	142.906.410	188.265.613	164.297.758	(1.047.059.041)	(1.003.883.359)	1.500.281.174	1.752.890.037	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.097.915.229	1.140.321.396	(1.044.067)	(7.554.043)	98.491.896	202.644.366	419.511.677	128.464.532	58.651.960	70.760.796	54.461.000	303.782.125	1.727.987.695	1.838.419.172	
Primas de emisión	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206.008.557	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(324.620.945)	(266.533.220)	(21.365.986)	(232.147)	210.908.135	140.185.357	230.024.472	609.618.656	259.156.755	258.366.879	17.077.639	(347.432.227)	371.180.070	393.973.298	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.496.317.930	4.639.924.178	381.744.712	433.929.915	731.163.394	829.315.263	1.699.670.903	1.632.263.297	874.725.052	888.208.186	(1.056.270.090)	(1.056.781.954)	7.127.351.901	7.366.858.885	

Linea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2012	30-06-2011	30-06-2012	30-06-2011	30-06-2012	30-06-2011	30-06-2012	30-06-2011	30-06-2012	30-06-2011	30-06-2012	30-06-2011	30-06-2012	30-06-2011
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
INGRESOS	553.994.617	615.186.439	184.280.673	204.079.313	172.907.173	134.925.961	272.011.606	232.227.615	141.753.593	115.117.304	(316.253)	25.621.484	1.324.631.409	1.327.158.116	
Ventas	552.295.660	602.047.883	184.280.650	203.978.302	172.907.173	132.390.652	271.736.316	232.198.122	141.118.922	114.948.457	(316.253)	25.621.484	1.322.022.468	1.311.184.900	
Ventas de energía	531.353.427	596.541.727	182.449.075	203.978.302	137.898.242	132.390.652	271.560.714	231.147.737	137.782.563	112.025.248	-	25.959.288	1.261.044.021	1.302.042.954	
Otras ventas	6.148.277	13.091	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.148.277	13.091	
Otras prestaciones de servicios	14.793.956	5.493.065	1.831.575	-	35.008.931	-	175.602	1.050.385	3.336.359	2.923.209	(316.253)	(337.804)	54.830.170	9.128.855	
Otros ingresos de explotación	1.698.957	13.138.556	23	101.011	-	2.535.309	275.290	29.493	634.671	168.847	-	-	2.608.941	15.973.216	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(402.441.434)	(405.527.583)	(150.695.154)	(165.711.456)	(60.263.401)	(44.639.223)	(78.116.283)	(59.460.302)	(54.701.150)	(40.720.820)	(2.283)	-	(746.219.705)	(716.059.384)	
Compras de energía	(129.969.488)	(162.728.024)	(6.507.993)	(7.167.062)	(27.798.044)	(12.537.751)	(15.926.954)	(13.928.047)	(11.436.033)	(6.892.088)	640.509	-	(190.998.003)	(203.252.972)	
Consumo de combustible	(190.442.502)	(176.293.024)	(138.186.181)	(149.369.569)	(14.439.040)	(14.216.974)	(17.377.403)	(7.126.273)	(29.824.050)	(23.337.138)	-	-	(390.269.176)	(370.342.978)	
Gastos de transporte	(81.528.782)	(65.978.884)	(1.924.003)	(3.695.700)	(8.692.784)	(2.499.153)	(29.199.726)	(26.440.188)	(9.848.024)	(7.361.428)	(642.792)	-	(131.836.111)	(105.975.353)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(500.662)	(527.651)	(4.076.977)	(5.479.125)	(9.333.533)	(15.385.345)	(15.612.200)	(11.965.794)	(3.593.043)	(3.130.166)	-	-	(33.116.415)	(36.488.081)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	151.553.183	209.658.856	33.585.519	38.367.857	112.643.772	90.286.738	193.895.323	172.767.313	87.052.443	74.396.484	(318.536)	25.621.484	578.411.704	611.098.732	
Trabajos para el Inmovilizado	3.751.869	-	-	-	327.881	-	1.746.832	644.659	38.690	9.570	-	-	5.865.272	654.229	
Gastos de Personal	(27.943.342)	(16.443.862)	(11.087.824)	(8.134.062)	(6.258.027)	(5.220.782)	(8.132.227)	(5.882.194)	(6.435.364)	7.529.422	-	-	(59.856.784)	(28.151.478)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(31.163.200)	(26.726.380)	(7.292.954)	(4.370.589)	(5.068.288)	(4.659.193)	(10.045.587)	(51.545.843)	(8.690.340)	(6.981.521)	318.536	(25.621.484)	(61.941.833)	(119.905.010)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	96.198.510	166.488.614	15.204.741	25.863.206	101.645.338	80.406.763	177.464.341	115.983.935	71.965.429	74.953.955	-	-	462.478.359	463.696.473	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(40.716.387)	(41.208.187)	(12.370.450)	(8.123.844)	(13.928.108)	9.556.321	(19.807.371)	(17.147.508)	(19.450.703)	(17.446.286)	-	-	(106.273.019)	(74.369.504)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	55.482.123	125.280.427	2.834.291	17.739.362	87.717.230	89.963.084	157.656.970	98.836.427	52.514.726	57.507.669	-	-	356.205.340	389.326.969	
RESULTADO FINANCIERO	(23.411.782)	(27.594.036)	(17.264.187)	(9.682.932)	3.030.484	(8.228.454)	(20.412.029)	(22.579.034)	(12.772.321)	(4.823.423)	(805.952)	1.417.717	(71.635.787)	(71.490.162)	
Ingresos financieros	7.098.984	3.204.378	1.110.790	4.489.338	14.621.492	9.465.640	3.039.488	477.159	612.488	272.070	(1.104.592)	(958.317)	25.378.650	16.950.268	
Gastos financieros	(30.301.015)	(29.947.895)	(12.039.654)	(9.958.363)	(12.042.423)	(20.041.916)	(23.222.975)	(23.037.965)	(13.364.068)	(5.545.296)	1.104.595	958.317	(89.865.540)	(87.573.118)	
Resultados por Unidades de Reajuste	(814.215)	(2.948.106)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(814.215)	(2.948.106)	
Diferencias de cambio	604.464	2.097.587	(6.335.323)	(4.213.907)	451.415	2.347.822	(228.542)	(18.228)	(20.741)	449.803	(805.955)	1.417.717	(6.334.682)	2.080.794	
Positivas	6.669.754	6.436.508	3.377.045	1.838.865	5.261.833	4.490.661	373.968	154.487	-	1.064.352	(3.241.159)	(27.035)	12.441.441	13.957.838	
Negativas	(6.065.290)	(4.338.921)	(9.712.368)	(6.052.772)	(4.810.418)	(2.142.839)	(602.510)	(172.715)	(20.741)	(614.549)	2.435.204	1.444.752	(18.776.123)	(11.877.044)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	585.326	4.359.907	(72.989)	-	-	-	-	-	4.925.474	-	-	-	5.437.811	4.359.907	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	3.457	181.799	(4.386.117)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4.382.660)	181.799	
Resultados en Ventas de Activos	15.843	150.816	-	-	-	-	(1.330)	-	-	405.028	-	-	14.513	555.844	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	32.674.967	102.378.913	(18.889.002)	8.056.430	90.747.714	81.734.630	137.243.611	76.257.393	44.667.879	53.089.274	(805.952)	1.417.717	285.639.217	322.934.357	
Impuesto Sobre Sociedades	(9.789.936)	(28.564.274)	(1.884.760)	(3.868.592)	(12.184.160)	(12.808.632)	(52.126.218)	(38.606.417)	(16.534.805)	(14.516.925)	-	-	(92.519.879)	(98.364.840)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	22.885.031	73.814.639	(20.773.762)	4.187.838	78.563.554	68.925.998	85.117.393	37.650.976	28.133.074	38.572.349	(805.952)	1.417.717	193.119.338	224.569.517	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	22.885.031	73.814.639	(20.773.762)	4.187.838	78.563.554	68.925.998	85.117.393	37.650.976	28.133.074	38.572.349	(805.952)	1.417.717	193.119.338	224.569.517	
RESULTADO DEL PERIODO	22.885.031	73.814.639	(20.773.762)	4.187.838	78.563.554	68.925.998	85.117.393	37.650.976	28.133.074	38.572.349	(805.952)	1.417.717	193.119.338	224.569.517	
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

b) Distribución

Linea de Negocio	Distribución													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	184.697.326	193.667.154	70.012.421	84.947.442	534.990.046	424.487.557	202.687.080	239.448.013	100.357.692	73.305.844	(8.152.782)	(8.446.413)	1.084.591.783	1.007.409.597
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	16.033.047	26.582.727	12.384.935	21.100.767	195.281.098	109.978.438	27.820.504	131.993.716	38.087.551	9.290.173	-	-	289.607.135	298.945.821
Otros activos financieros corrientes	177.457	-	-	-	-	-	-	25.011	-	-	-	-	177.457	25.011
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.116.377	2.312.576	1.267.987	1.246.994	56.564.967	27.375.759	4.062.024	5.220.643	1.731.140	2.636.552	-	-	65.742.495	38.792.524
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	153.409.152	152.223.272	51.431.794	54.255.165	257.761.803	254.576.869	102.873.101	92.278.353	53.607.886	56.990.519	-	-	619.083.736	610.324.178
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10.549.525	10.623.831	1.015.912	776.127	-	-	55.217.684	4.247.788	687.298	14.453	(8.152.782)	(8.446.413)	59.317.637	7.215.786
Inventarios	2.180.121	1.924.748	2.659.887	3.138.669	1.276.401	1.252.066	6.278.252	5.682.049	6.227.371	4.357.382	-	-	18.622.032	16.354.914
Activos por impuestos corrientes	231.647	-	1.251.906	4.429.720	24.105.777	31.304.425	6.435.515	453	16.446	16.765	-	-	32.041.291	35.751.363
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.097.641.429	1.116.514.950	268.352.449	272.099.510	1.776.293.391	1.994.823.050	992.824.978	960.707.757	438.195.263	434.005.821	-	-	4.573.307.510	4.778.151.088
Otros activos financieros no corrientes	26.307	25.176	147.531	-	-	-	9.515	9.099	2.851.644	2.792.448	-	-	3.034.997	2.826.723
Otros activos no financieros no corrientes	310.035	229.343	672.608	885.726	95.567.010	79.626.762	-	-	-	-	-	-	96.549.653	80.741.831
Derechos por cobrar no corrientes	3.367.849	3.699.470	818.776	1.378.682	330.352.373	251.693.307	9.886.543	10.485.477	-	-	-	-	344.425.541	267.256.936
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	104.630	117.946	-	-	-	-	-	-	104.630	117.946
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	482.373.843	503.579.522	27.033	31.383	-	-	79	76	-	-	-	-	482.400.955	503.610.981
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.834.069	15.263.011	4.061.054	3.473.743	1.087.328.568	1.374.215.991	21.347.065	22.048.463	2.613.790	2.844.862	-	-	1.129.184.546	1.417.846.070
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	105.645.237	119.058.905	8.444.627	8.082.994	-	-	-	-	116.330.342	129.382.377
Propiedades, planta y equipo	587.271.293	583.180.744	262.625.447	266.329.976	18.361.917	20.746.848	915.447.476	882.070.391	432.729.829	428.368.511	-	-	2.216.435.962	2.180.696.470
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	8.217.555	8.297.206	-	-	138.933.656	149.363.291	37.689.673	38.011.257	-	-	-	-	184.840.884	195.671.754
TOTAL ACTIVOS	1.282.338.755	1.310.182.104	338.364.870	357.046.952	2.311.283.437	2.419.310.607	1.195.512.058	1.200.155.770	538.552.955	507.311.665	(8.152.782)	(8.446.413)	5.657.899.293	5.785.560.685

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	150.869.246	196.759.945	331.729.147	310.638.397	477.396.796	489.046.971	250.630.164	302.355.437	129.471.218	103.699.413	(8.152.782)	(8.446.413)	1.331.943.789	1.394.053.750	
Otros pasivos financieros corrientes	104.565	26.351	23.735.991	22.349.209	181.678.256	226.703.734	25.713.284	11.034.446	41.723.374	32.046.376	-	-	272.955.470	292.160.116	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	83.285.587	137.937.525	248.063.228	235.366.718	198.465.514	183.352.939	135.022.258	172.660.428	62.811.314	44.810.969	-	-	727.647.901	774.128.579	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	46.146.925	23.267.428	2.027.915	2.249.562	65.181.980	20.937.120	70.879.640	76.706.628	9.183.503	11.369.623	(8.152.782)	(8.446.413)	185.267.181	126.083.948	
Otras provisiones corrientes	6.037.986	9.088.010	27.792.716	21.423.408	1.096.250	6.801.936	-	4.877.754	5.913.838	-	-	-	39.804.706	43.227.192	
Pasivos por impuestos corrientes	14.523.308	25.872.525	8.707.327	7.016.288	16.474.445	36.202.808	13.446.864	36.114.100	5.225.587	5.730.192	-	-	58.377.531	110.935.913	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	770.875	568.106	21.401.970	22.233.212	14.500.351	15.048.434	5.568.118	5.839.835	5.649.686	3.828.415	-	-	47.891.000	47.518.002	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	61.654.347	52.473.555	34.867.133	41.497.104	883.034.928	870.301.120	387.008.070	397.178.370	204.269.525	210.609.245	-	-	1.570.834.003	1.572.059.394	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	19.241.336	25.941.484	511.359.580	478.627.090	286.647.333	295.721.421	149.004.966	152.604.148	-	-	966.253.215	952.894.143	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	1.845.601	905.643	11.655.328	13.155.174	-	-	-	-	-	-	13.500.929	14.060.817	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras provisiones no corrientes	7.765.056	7.618.844	8.639.728	9.239.778	148.007.129	160.166.774	5.124.980	4.445.966	169.358	165.531	-	-	169.706.251	181.636.893	
Pasivo por impuestos diferidos	22.895.409	22.742.572	-	-	78.552.117	63.153.516	19.948.109	19.717.371	53.952.095	56.914.980	-	-	175.347.730	162.528.439	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17.244.191	17.289.987	5.140.468	5.410.199	132.269.606	149.352.163	63.573.711	62.774.313	-	-	-	-	218.227.976	234.826.662	
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.749.691	4.822.152	-	-	1.191.168	5.846.403	11.713.937	14.519.299	1.143.106	924.586	-	-	27.797.902	26.112.440	
PATRIMONIO NETO	1.069.815.162	1.060.948.604	(28.231.410)	4.911.451	950.851.713	1.059.962.516	557.873.824	500.621.963	204.812.212	193.003.007	-	-	2.755.121.501	2.819.447.541	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.069.815.162	1.060.948.604	(28.231.410)	4.911.451	950.851.713	1.059.962.516	557.873.824	500.621.963	204.812.212	193.003.007	-	-	2.755.121.501	2.819.447.541	
Capital emitido	367.928.682	368.494.984	96.845.296	135.477.599	355.732.511	466.167.408	3.691.212	7.905.014	38.087.431	32.841.625	-	-	862.285.132	1.010.886.630	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.036.716.313	978.146.893	(128.972.419)	(92.338.025)	123.477.848	72.309.174	36.729.235	(2.694.357)	51.703.361	1.623.660	-	-	1.119.654.338	957.047.345	
Primas de emisión	566.302	-	-	-	-	-	3.726.684	-	-	-	-	-	4.292.986	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(335.396.135)	(285.693.273)	3.895.713	(38.228.123)	471.641.354	521.485.934	513.726.693	495.411.306	115.021.420	158.537.722	-	-	768.889.045	851.513.566	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.282.338.755	1.310.182.104	338.364.870	357.046.952	2.311.283.437	2.419.310.607	1.195.512.058	1.200.155.770	538.552.955	507.311.665	(8.152.782)	(8.446.413)	5.657.899.293	5.785.560.685	

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS	494.323.449	504.214.184	165.013.761	139.424.596	980.891.573	989.325.923	444.496.281	388.118.834	194.265.293	158.416.884	-	-	2.278.990.357	2.179.500.421	
Ventas	489.586.312	498.381.435	156.801.991	135.287.386	904.967.150	892.464.295	428.467.262	373.733.279	183.887.074	149.850.457	-	-	2.163.739.789	2.049.716.852	
Ventas de energía	439.232.759	450.941.134	146.197.668	125.831.023	848.762.345	830.077.327	370.122.912	322.012.498	179.140.193	145.603.644	-	-	1.983.455.877	1.874.465.626	
Otras ventas	2.746.996	2.164.061	164.103	-	-	-	1.351.949	1.137.928	13.201	8.374	-	-	4.276.249	3.310.363	
Otras prestaciones de servicios	47.606.557	45.276.240	10.440.220	9.456.363	56.234.805	62.386.968	56.992.401	50.582.853	4.733.680	4.238.439	-	-	176.007.663	171.940.863	
Otros ingresos de explotación	4.737.137	5.832.749	8.211.770	4.137.210	75.894.423	96.861.628	16.029.019	14.385.555	10.378.219	8.566.427	-	-	115.250.568	129.783.569	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(368.267.170)	(382.129.511)	(89.820.902)	(69.645.349)	(642.070.722)	(641.710.144)	(242.390.420)	(215.549.721)	(126.598.021)	(97.600.987)	-	-	(1.469.147.235)	(1.406.635.712)	
Compras de energía	(328.093.566)	(349.062.756)	(89.782.763)	(68.612.456)	(366.495.184)	(337.292.300)	(182.826.461)	(160.148.222)	(114.865.091)	(90.486.849)	-	-	(1.082.063.065)	(1.005.602.583)	
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gastos de transporte	(28.812.603)	(22.862.082)	66.869	(522.319)	(45.471.107)	(44.463.107)	(42.927.511)	(40.553.672)	-	-	-	-	(117.144.352)	(108.401.180)	
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(11.361.001)	(10.204.673)	(105.008)	(510.574)	(230.104.431)	(259.954.737)	(16.636.448)	(14.847.827)	(11.732.930)	(7.114.138)	-	-	(269.939.818)	(292.631.949)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	126.056.279	122.084.673	75.192.859	69.779.247	338.820.851	347.615.779	202.105.861	172.569.113	67.667.272	60.815.897	-	-	809.843.122	772.864.709	
Trabajos para el Inmovilizado	1.270.175	1.290.806	6.737.991	5.669.049	7.329.468	7.794.289	984.651	1.589.182	1.261.051	1.119.381	-	-	17.583.336	17.462.707	
Gastos de Personal	(12.773.485)	(14.230.300)	(48.771.788)	(41.763.108)	(44.772.089)	(45.464.402)	(16.781.714)	(14.458.133)	(8.512.756)	(2.186.638)	-	-	(131.611.832)	(118.102.581)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(29.682.301)	(30.678.993)	(50.383.784)	(34.590.057)	(75.693.741)	(73.458.934)	(29.691.998)	(55.381.715)	(13.025.188)	(10.764.175)	-	-	(198.477.012)	(204.873.874)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	84.870.668	78.466.186	(17.224.722)	(904.869)	225.684.489	236.486.732	156.616.800	104.318.447	47.390.379	48.984.465	-	-	497.337.614	467.350.961	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(17.154.386)	(14.683.946)	(7.829.777)	(7.327.034)	(55.626.456)	(50.099.977)	(35.447.909)	(31.998.055)	(12.049.967)	(10.676.333)	-	-	(128.108.495)	(114.785.345)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	67.716.282	63.782.240	(25.054.499)	(8.231.903)	170.058.033	186.386.755	121.168.891	72.320.392	35.340.412	38.308.132	-	-	369.229.119	352.565.616	
RESULTADO FINANCIERO	5.900.886	5.073.359	(9.177.222)	(4.258.541)	(51.151.824)	(26.374.501)	(14.102.751)	(16.753.785)	(4.080.433)	(6.039.020)	159.303	(152.409)	(72.452.041)	(48.504.897)	
Ingresos financieros	5.558.357	8.619.581	2.722.119	3.627.224	43.858.840	53.523.738	4.538.238	2.490.976	2.726.190	893.625	61.277	-	59.465.021	69.155.144	
Gastos financieros	(738.236)	(3.556.043)	(12.214.695)	(8.244.118)	(95.572.706)	(79.235.473)	(18.696.016)	(19.237.694)	(6.885.491)	(6.974.344)	-	-	(134.107.144)	(117.247.672)	
Resultados por Unidades de Reajuste	938.812	97.153	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	938.812	97.153	
Diferencias de cambio	141.953	(87.332)	315.354	358.353	562.042	(662.766)	55.027	(7.067)	78.868	41.699	98.026	(152.409)	1.251.270	(509.522)	
Positivas	586.723	622.753	445.363	477.452	591.522	544.093	217.237	167.256	357.439	265.917	-	(172.572)	2.198.284	1.904.899	
Negativas	(444.770)	(710.085)	(130.009)	(119.099)	(29.480)	(1.206.859)	(162.210)	(174.323)	(278.571)	(224.218)	98.026	20.163	(947.014)	(2.414.421)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	0	101.256	(1.527)	-	-	-	-	-	-	-	-	101.256	(1.527)	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	(9.186.368)	-	-	-	-	-	(9.186.368)	-	
Resultados en Ventas de Activos	(75.312)	2.020	-	-	-	-	(225.193)	14.257	(17.267)	55.713	-	-	(317.772)	71.990	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	73.541.856	68.857.619	(34.130.465)	(12.491.971)	118.906.209	160.012.254	97.654.579	55.580.864	31.242.712	32.324.825	159.303	(152.409)	287.374.194	304.131.182	
Impuesto Sobre Sociedades	(13.489.555)	(11.200.314)	1.480.691	4.284.498	(33.669.971)	(36.677.274)	(35.680.668)	(28.846.634)	(8.462.973)	(8.286.839)	-	-	(89.822.476)	(80.726.563)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	60.052.301	57.657.305	(32.649.774)	(8.207.473)	85.236.238	123.334.980	61.973.911	26.734.230	22.779.739	24.037.986	159.303	(152.409)	197.551.718	223.404.619	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	60.052.301	57.657.305	(32.649.774)	(8.207.473)	85.236.238	123.334.980	61.973.911	26.734.230	22.779.739	24.037.986	159.303	(152.409)	197.551.718	223.404.619	
RESULTADO DEL PERÍODO	60.052.301	57.657.305	(32.649.774)	(8.207.473)	85.236.238	123.334.980	61.973.911	26.734.230	22.779.739	24.037.986	159.303	(152.409)	197.551.718	223.404.619	
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

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

34.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de junio de			Liberación de garantías					
				Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2012	dic-11	2013	Activos	2014	Activos	2015	Activos
	Nombre	Relación													
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	50.477.554	M\$	70.625.919	73.262.031	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	23.119.451	M\$	5.018.400	5.192.000	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	92.841.659	M\$	3.794.805	7.127.904	-	-	-	-	-	-
Scotiabank	Chinango	Acreedor	Prenda	Flujos de Cobranza	M\$	21.196.467	M\$	15.557.040	16.095.200	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	103.721.774	109.265.974	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	24.866.172	M\$	57.933.202	55.264.828	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	3.281.637	M\$	129.197.855	140.483.626	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	13.992.046	M\$	78.453.841	99.126.606	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	132.760.832	M\$	33.875.305	38.087.401	-	-	-	-	-	-

Al 30 de junio de 2012 Enersis tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 25.553.044.578 (M\$ 31.772.545.957 al 30 de junio de 2011).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de junio de			Liberación de garantías					
			Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2012	dic-11	2013	Activos	2014	Activos	2015	
	Nombre	Relación												
Cédulas de Crédito Bancario	CIEN	Filial	Aval	M\$	24.837.358	M\$	24.837.358	55.410.663	-	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	20.934.112	M\$	20.934.112	21.553.733	-	-	-	-	-	-

34.3 Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados, 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 generados 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 fijarían 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, suspensión que ha ido renovándose año a año, a solicitud de las demandantes. Con fecha 13 de octubre de 2010 el Tribunal comunicó la suspensión del procedimiento hasta el día 6 de octubre de 2011. Al concluir dicho plazo el Tribunal solicitaría a las partes que le informaren respecto a la situación que guarda el proceso de negociación de conformidad con el Acta Acuerdo, lo que hasta la fecha no ha ocurrido.

En octubre de 2010, el árbitro Robert Volterra renunció a su cargo. Según la normativa aplicable, ello obligaba a los demandantes a designar un reemplazante en un plazo de 45 días a contar desde que tuviere lugar la comunicación de la Secretaría; sin embargo, las demandantes solicitaron suspender el procedimiento también en lo que se refiere a la designación del árbitro sustituto, a lo que la República Argentina dio su conformidad.

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. (“CELF”). El contrato fue rescindido por CELF con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasilera de distribución Ampla. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a Meridional, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el obtenido por la constructora en marzo de 2009 dando la razón a Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la esa resolución el cual no fue admitido. La constructora en julio de 2010 interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso “Mandado de Segurança”, el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaración (con el objeto de aclarar una omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), el cual no fue aceptado por el tribunal. Contra esta decisión Meridional ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justiça (en Brasilia). El 30 de agosto de 2011 el proceso se envió al Ministerio Público, y el 13 de diciembre de 2011 el proceso al Ministro Relator del Tribunal Superior de Justiça (STJ). El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a Meridional. Ampla ofreció Agravo Regimental contra la decisión del Ministro. El Estado de Rio de Janeiro también ofreció Recurso contra esta decisión. El 05 de junio de 2012 el STJ inició el juzgamento de los recursos del Estado de Río de Janeiro y Ampla contra la decisión favorable en el Mandado de Segurança. En el momento hay un voto desfavorable del ministro relator y el próximo ministro que daría su voto pidió tiempo para analizar mejor el proceso y los recursos. La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente US\$396 millones.

3.- El 19 de marzo de 2009 el Tribunal Arbitral constituido por la Cámara de Conciliación y Arbitraje de la Fundación Getúlio Vargas de Rio de Janeiro emitió un laudo en virtud de la demanda arbitral interpuesta en 2005 por Enertrade Comercializadora de Energía S.A. (“Enertrade”) contra la filial brasilera de distribución Ampla Energía e Serviços S.A., derivada de diferencias en un contrato de suministro de energía eléctrica. El laudo arbitral condena a Ampla a: i) pagar la diferencia entre el precio del contrato y el valor pagado por el período 1ero. de enero de 2004 al 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%, disponiendo igualmente la resolución del contrato de suministro existente a partir del 26 de agosto de 2006. Ampla presentó un recurso de nulidad contra la sentencia arbitral, incluyendo pedido de “anticipación de tutela”, para que fuera suspendida la ejecución de la sentencia arbitral hasta que se falle finalmente el litigio pendiente de Enertrade contra Aneel (“Mandato de Seguridad”),

donde se discute la aprobación administrativa del mismo contrato de compraventa de energía objeto del arbitraje. En mayo de 2009 se otorgó la “anticipación de tutela”, suspendiéndose de esta forma los efectos del fallo arbitral. La cuantía se estima en aproximadamente US\$ 49,24 millones. Enertrade ha interpuesto diversos recursos para tratar de revocar las medidas cautelares anteriormente indicadas, manteniéndose la suspensión de los efectos del laudo arbitral. Paralelamente Ampla y Enertrade han intentado alcanzar un acuerdo, sin embargo las negociaciones no han fructificado. En mayo de 2011 AMPLA pidió el seguimiento del proceso con juzgamiento del mérito y durante el mes de septiembre de ese año AMPLA presentó un Memorial al Juez, en razón del cambio de Jueces en el proceso. El 1 de marzo de 2012 AMPLA pidió el seguimiento del proceso con juicio del fondo una vez más. El 6 de junio de 2012 Ampla presentó alegaciones finales. Ahora el proceso seguirá para que el juez dicte la sentencia.

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (“CIBRAN”) demandó 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 supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra en primera instancia y se encuentra acumulado con otro proceso de Cibran contra Ampla y otros cinco procesos de menor valor cuyos fundamentos también son las interrupciones de energía. El juez determinó que se realizara una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla. El 4 de marzo de 2011 se pidió por Ampla se declare la nulidad de la pericia, en razón de los equívocos y contradicciones del perito, solicitando la realización de una nueva pericia. El 2 de marzo de 2012 las partes se manifestaron sobre el laudo pericial, y en 20 de marzo de 2012 el proceso fue al Ministerio Público. La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente US\$56,96 millones.

5.- En 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 en 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 de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 58,21 millones 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. En 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. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. En octubre de 2011 Tractebel presentó su manifestación sobre los documentos presentados por CIEN y el proceso fue enviado en noviembre para análisis del Juez, el cual podrá abrir nuevo plazo para manifestación de CIEN o iniciar fase de producción de pruebas. El 11 de junio 2012 Cien hizo una presentación al

tribunal reforzando el argumento de la crisis argentina, acompañando al proceso informes de juristas argentinos y de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires.

6.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A. y 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 para adquisición de 700MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina. El contrato fue firmado en 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 Transmissao 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\$520.800.659 (US\$ 257,65 millones aprox.), 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, y las demás penalidades, por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”; y a otros conceptos para ser determinados en la sentencia definitiva. La fase de pruebas ha concluido y respecto de los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada con fecha 14 de junio de 2011, por la 12ª. Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado Recurso Especial contra esta última resolución, la cual deberá ser juzgado por el Superior Tribunal de Justicia en Brasilia. En la actualidad está pendiente la resolución de la demanda.

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 101,21%. 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 que tenía por finalidad que el Recurso Especial fuera acogido, fue juzgado en contra de Ampla. En mayo de 2010, Ampla fue notificada de esta decisión. En julio de 2010, Ampla recibió intimación de diligencia para presentar los montos que representen los ingresos financieros. El 26 de julio de 2010, Ampla presentó su contestación a la intimación de diligencia. Se encuentra pendiente el fallo del Recurso Especial presentado por la Hacienda Nacional. También está pendiente el fallo del recurso que presentó AMPLA ante el Presidente de la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a US\$ 87,10 millones.

8.- Con la finalidad de financiar su inversión en Coelce, en 1998 la filial brasilera de distribución AMPLA emitió FRNs (bonos) por US\$350 millones con vencimiento en 2008, los cuales fueron suscritos por Cerj Overseas (filial en el exterior de AMPLA). Los bonos tenían un régimen tributario especial consistente en que no habría aplicación de withholding tax (que es de 15% ó 25%) sobre los pagos de intereses al exterior, siempre que, entre otros requisitos, no exista amortización anticipada antes del plazo promedio de 96 meses. Para adquirir dichos bonos, Cerj Overseas se financió con deuda a 6 meses fuera de Brasil. Al cabo de tal plazo (octubre 1998), por problemas de acceso a otras fuentes de financiamiento, Cerj Overseas se tuvo que refinanciar con la propia AMPLA quien le efectuó préstamos en reales. La Receita Federal argumenta que en el mismo año 1998, la franquicia se habría perdido, dado que los préstamos en reales efectuados por AMPLA a Cerj Overseas equivaldrían a una amortización anticipada de la deuda antes del plazo promedio de amortización de 96 meses. El acta de infracción fue notificada en julio 2005. En agosto de 2005 AMPLA presentó recurso ante la primera instancia administrativa, el cual fue rechazado. En abril de 2006 se presentó recurso ante el Consejo de Contribuyentes (segunda instancia administrativa) el cual fue fallado favorablemente en diciembre de 2007, en 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, que se encuentra pendiente de resolución. La cuantía asciende a US\$ 396,91 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 septiembre de 2005 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. Con fecha 26 de agosto de 2010 AMPLA recibió notificación desfavorable de la segunda instancia. El Consejo de Contribuyentes, de forma que se estima contraria a derecho, decidió que el recurso administrativo de AMPLA estaba resuelto en su contra. Posteriormente con fecha 1 de septiembre de 2010 AMPLA presentó recurso al Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes) para que sea corregida la decisión del Consejo de Contribuyentes. Con fecha 9 de mayo de 2012 se desestimo el Recurso presentado por AMPLA, por lo que se pone fin a la vía administrativa. La cuantía asciende a US\$ 101,41 millones.

10.- A fines de 2002, la compañía 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. En septiembre de 2008 se dictó sentencia de primera instancia íntegramente favorable a CGTF. La señalada decisión reconoció la clasificación del Grupo Electrónico de acuerdo a la pretensión de CGTF, y determinó que el depósito judicial deberá seguir como garantía del proceso hasta su decisión final. En febrero de 2009 la Receita Federal presentó recurso de apelación ante el Tribunal Regional Federal (TRF). En mayo de 2010 el Tribunal Regional Federal (TRF), 2º instancia judicial del nordeste, dictó fallo a favor de CGTF, confirmando íntegramente la sentencia de primera instancia judicial a favor de CGTF y rechazó la apelación de la Unión Federal. La decisión del tribunal de segunda instancia, que cuadró los equipos de CGTF en el concepto fiscal de grupo electrónico, quedó firme y definitiva pues la hacienda pública no presentó recurso a los tribunales superiores (por reconocer que el tema de fondo era básicamente de prueba y que así no correspondía presentar recurso). 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 segunda instancia que confirmó el fallo de primera instancia favorable a CGTF. En Noviembre de 2009 la Unión Federal presentó recurso de aclaración (embargos de declaración) en contra de la 2º instancia. En diciembre de 2009 se resolvió a favor de CGTF el recurso de aclaración interpuesto por la Unión. En marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasilia). En Junio de 2011 se dictó resolución que rechazó el recurso especial presentado por la Hacienda Pública. En Agosto de 2011, la Hacienda Pública fue notificada del rechazo del recurso especial, recurriendo en contra de dicha decisión. En Septiembre de 2011 CGTF evacuó su traslado respecto del anterior recurso, quedando el mismo pendiente de fallo. La cuantía asciende a US\$ 37,97 millones.

11.- En el ejercicio año 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 hidroeléctrica 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 parte demandada ha 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. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado “Arrieta con Fisco y Otros” del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En cuanto a su tramitación se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa, relacionados con el Proyecto Neltume, respecto de la cual se solicitó su alzamiento, petición que fue denegada, habiéndose apelado de esta resolución cuya denegación fue finalmente confirmada. Acto seguido se solicitó la sustitución de la cautelar por una fianza nominal de Enigesa, solicitud que fue denegada; dicha resolución, fue objeto de recurso de apelación por parte de Endesa, el que a su vez también fue denegado. En cuanto al fondo se dictó el auto de prueba, las partes interpusieron recursos de reposición los que fueron resueltos, comenzando a correr el término probatorio.

12.- Existen cinco procesos judiciales iniciados en los años 2008, 2009 y 2011 en contra de PANGUE S.A., los cuales persiguen la indemnización de los perjuicios ocasionados, según los demandantes, por inundaciones a consecuencia de la operación de la central hidroeléctrica Pangué, particularmente por vertimientos ocurridos en el mes de julio de 2006. PANGUE 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. La cuantía de estos cinco procesos asciende en conjunto a \$17.718.704.000 (US\$ 35,30 millones). En dos de estos juicios se ha dictado sentencia favorable a Pangué S.A., habiéndose interpuesto por los demandantes recurso de apelación, los que con fecha 26 de mayo de 2011 y 11 de abril de 2012, fueron rechazados, confirmándose la sentencia apelada. En otros dos procesos, se ha declarado el abandono del procedimiento. Los restantes se encuentran terminada la etapa de prueba y en estado de dictarse sentencia. Cabe señalar que estos procesos están cubiertos por una póliza de seguro.

13.- Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de ENDESA CHILE, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la

central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de \$ 14.610.042.700 (US\$ 29,11 millones). Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

14.- En los meses de julio y septiembre de 2010, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente, en forma separada, demandaron a ENDESA CHILE y a la Dirección General de Aguas (DGA), la nulidad de la resolución administrativa que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a ENDESA CHILE para la central hidroeléctrica Neltume, y la resolución administrativa que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público, en ambos actos administrativos. En el fondo, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. ENDESA CHILE ha rechazado estas pretensiones, sostenido que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de los dos juicios de Ingeniería y Construcción Madrid S.A se encuentra terminado el periodo de discusión. En uno de ellos (Rol 7036-2010), se resolvieron las reposiciones al auto de prueba a con fecha 5 de octubre de 2011, iniciándose en consecuencia el periodo probatorio, el que se encuentra vencido con diligencias pendientes de absolución de posiciones y peritajes; en el otro, (Rol 6705-23010), con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declara abandonado el procedimiento. En las causas de Transportes Silva y Silva Ltda se solicitó se declare abandonado el procedimiento, solicitud que a la fecha no ha sido proveída. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

15.- Con fecha 18 de enero de 2011 se constituyó el Tribunal Arbitral del juicio caratulado “Empresa Nacional de Electricidad S.A. con CMPC Celulosa S.A.”, iniciado a requerimiento de ENDESA CHILE para la determinación del monto de los perjuicios que la sentencia arbitral dictada en otro arbitraje entre las partes, de fecha 27 de marzo de 2009, que en fallo de mayoría, reconoció a Endesa Chile por los sobreconsumos del contrato de suministro de energía y potencia celebrado entre las partes con fecha 31 de mayo de 2003. Una vez ejecutoriado el fallo arbitral en el año 2010, ENDESA CHILE con fecha 15 de abril de 2011 inició un nuevo juicio arbitral para determinar el monto de los perjuicios reconocidos en la sentencia arbitral del año 2009. La cuantía del juicio es de \$ 41.864.543.390 (US\$ 83,42 millones). En este caso, se alcanzó un acuerdo que implica pagos y prestaciones por parte de CMPC a Endesa Chile por aproximadamente US\$ 60 millones. Causa terminada.

16.- 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. La pretensión inicial de los demandantes fue de \$3.000.000.000. en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a US\$1.681,048 millones. Emgesa S.A. ESP solicitó la vinculación de aproximadamente 60 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 con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo. El día 29 de junio de 2010 se puso en conocimiento de las partes un incidente promovido por el apoderado de los demandantes, en virtud del cual busca se declare la nulidad de lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca con posterioridad al 1 de agosto de 2006, por entender que a partir de dicha fecha el Tribunal perdió la competencia para conocer del presente trámite ya que a partir de ese momento entraron en funcionamiento los Juzgados Administrativos del Circuito, los cuales eran los competentes para conocer de las acciones de grupo y acciones populares de conformidad con lo indicado en la Ley 472 de 1998. Emgesa se pronunció al respecto oportunamente, aduciendo la impertinencia e ilegalidad de dicha nulidad. Actualmente la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió confirmar la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tener como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó al Tribunal Contencioso Administrativo remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. En junio de 2011 se notificó un auto por el cual este proceso es remitido al Juzgado Quinto Administrativo de Bogotá, el cual a su vez lo envía al Consejo de Estado para resolver apelación en contra del auto admisorio promovido por Alpina. Pendiente resolver recurso de apelación.

17.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la forma de depreciar la revaluación de los activos. En enero de 2002 EDEGEL presentó recurso de reclamación contra estas resoluciones, recurso que fue declarado infundado por la SUNAT. EDEGEL presentó recurso de apelación para ante el Tribunal Fiscal de la Nación, el cual dictó fallo favorable a EDEGEL en el año 2004 confirmando (i) su derecho a depreciar el mayor valor producto de la revaluación por contar con convenio de estabilidad jurídica y; (ii) la no aplicación de la Norma VIII del Código Tributario a la escisión por cuanto no habría fraude ni simulación. Asimismo, la resolución señaló que la SUNAT tiene que verificar que la revaluación de activos no se hizo a mayor valor que el de mercado. Desde esa fecha EDEGEL ha recibido una serie de notificaciones por parte de la SUNAT tendientes a determinar el exceso de reevaluación y el impuesto a pagar. En enero de 2006 se interpuso reclamación y en el 2008 apelación en contra de la resolución de la SUNAT ante el Tribunal Fiscal. En febrero de 2012 se notificó resolución por la cual el Tribunal Fiscal resuelve en última instancia administrativa, el litigio de EDEGEL por Impuesto a la Renta ejercicio 1999, sobre revaluación voluntaria de activos. El Tribunal ha resuelto a favor de la empresa para el caso de Central Huinco (obras civiles) y la Central Matucana (obras civiles, equipos y maquinarias y otros activos), y en contra respecto de las demás centrales (Santa Rosa, Callahuanca, Moyopampa y

Huampaní, disponiendo que la SUNAT “proceda al recálculo de la deuda”. Respecto del ejercicio 1999, se está a la espera de que SUNAT notifique la Resolución de Intendencia por la cual reliquide la deuda, dando cumplimiento a lo ordenado por el Tribunal Fiscal y respecto de los ejercicios 2000 y 2001: se está a la espera de presentar informe oral y posterior Resolución por el Tribunal Fiscal. La cuantía de estas reclamaciones asciende a aprox. US\$53,63 millones.

18 - La autoridad fiscal en Perú SUNAT en los años 2004, 2005 y 2006 notificó a EDELNOR con diversas Resoluciones de Determinación y Multa mediante las cuales efectuó reparos al Impuesto a la Renta e Impuesto General a las Ventas de años 2000 a 2003. Respecto del IR: la SUNAT disminuyó la pérdida tributaria declarada. La empresa aceptó parcialmente dichos reparos e impugnó parte de ellos. Respecto del IGV: los reparos fueron sustancialmente menores. EDELNOR reclamó de las resoluciones ante la SUNAT. En febrero de 2009, EDELNOR fue notificada de Resoluciones de Intendencia de la SUNAT (1ª instancia administrativa) en que acoge parcialmente las reclamaciones de la empresa. En mayo 2009 se interpuso apelación en contra de las resoluciones ante Tribunal Fiscal, la cual se encuentra pendiente de fallo. La cuantía asciende a US\$ 54,62 millones.

19.- Con fecha 24 de mayo de 2011, ENDESA CHILE fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732 que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de reposición por parte del demandante, y recurso de nulidad por parte de Endesa, ambos recursos fueron rechazados, y la nulidad impetrada por Endesa, se encuentra actualmente en apelación, pendiente su vista.

20.- Este juicio comenzó el año 1996 con la presentación de un recurso por 45 trabajadores que solicitaron la reincorporación a sus puestos de trabajo en la empresa brasilera de distribución Ampla. Ampla obtuvo sentencia favorable el año 2003. El Tribunal Superior de Trabalho (TST) reconoció que la jubilación anticipada extingüía el contrato de trabajo. Posteriormente, sobre la base de algunos pronunciamientos jurisprudenciales que reconocían que la adhesión a los programas de jubilación anticipada voluntaria no extingüía el contrato de trabajo, los trabajadores presentaron una "demanda rescisoria" ante el TST fundada en dicha jurisprudencia. Ampla, en el curso de ese procedimiento, está intentando hacer valer la declaración de inconstitucionalidad de la resolución legislativa de la Secretaría de Energía del Estado de Río de Janeiro y la consiguiente inexistencia del derecho de estabilidad, independientemente de si la prejubilación

voluntaria extingue o no el contrato de trabajo. La cuantía de este juicio es de aproximadamente US\$ 52,83 millones.

La Administración de Enersis S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados (Ver nota 22 a), 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.

34.4 Restricciones financieras.

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.

1-. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis S.A. y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Por el lado de Enersis S.A., el préstamo sindicado bajo ley del Estado 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, ya sea de intereses o capital, de Enersis S.A., Chilectra o Endesa Chile. Este préstamo sindicado no tiene desembolsos a esta fecha. El préstamo sindicado de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito en 2008 y que expira en 2014, el cual presenta un monto desembolsado de US\$ 200 millones a esta fecha, 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 en una deuda 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 S.A. 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 en una deuda también debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. Desde su suscripción, estos préstamos nunca han sido desembolsados.

En los bonos de Enersis S.A. 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 S.A. y Endesa Chile.

Los bonos locales de Enersis S.A. y Endesa Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor. A su vez 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.

2.- Covenants Financieros

Respecto de los covenants financieros, éstos son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.). La mayoría de los covenants financieros que tiene el Grupo Enersis S.A. limita el nivel de endeudamiento y evalúa la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda.

El bono local Serie B2 de Enersis S.A. incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo es según se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 590.322 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 30 de junio de 2012, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 6.730.015 millones.

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo Corriente Total y Pasivo No Corriente Total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 30 de junio de 2012, la Razón de Endeudamiento fue de 0,95.

- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes; Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos Intangibles Identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los Activos Comprometidos a través de Garantías Directas. Por

otro lado los Pasivos Exigibles No Garantizados se considera la suma entre el Pasivo Corriente Total y Pasivo No Corriente Total, descontando los Pasivos Garantizados a través de Garantías Directas. Al 30 de junio de 2012, la relación mencionada fue de 1,76.

Además, el resto de la deuda de Enersis S.A. incluye otros covenants como razones de endeudamiento, razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de junio de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Enersis S.A. era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York que vence en diciembre de 2012, el cual nunca ha sido desembolsado.

Por su parte, los bonos locales de Endesa Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo es según se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras será la suma entre Préstamos que Devengan Intereses, Corriente, Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes, Otros Pasivos Financieros, Corrientes, Otros Pasivos Financieros, No Corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total será la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 30 de junio de 2012, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,38.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 755.796 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante. Al 30 de junio de 2012, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.491.624 millones.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros será el cociente entre: i) el Resultado Bruto de Explotación, más Ingresos Financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos Financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 30 de junio de 2012, la relación mencionada fue de 7,41.

- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas será la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente, Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de

asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, Corriente, Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, No Corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 30 de junio de 2012, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 417 millones.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras será la suma entre Préstamos que Devengan Intereses, Corriente, Préstamos que Devengan Intereses, No Corrientes, Otros Pasivos Financieros, Corrientes, y Otros Pasivos Financieros, No Corrientes, mientras que Capitalización Total será la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 30 de junio de 2012, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,36.

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda de Endesa Chile incluye otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 30 de junio de 2012, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al préstamo sindicado bajo ley del Estado de Nueva York que vence en junio de 2014.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales con vencimiento en mayo de 2032 y en una deuda con el Banco de Crédito con vencimiento en septiembre de 2018. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razones de Endeudamiento, Razón de Apalancamiento, Cobertura de Intereses, Razón Patrimonio a Deuda y Deuda a Patrimonio y Capacidad de pago de la deuda (Razón Deuda/EBITDA). Al 30 de junio de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al 2° programa de bonos locales que vence en enero de 2014.

En Brasil, la deuda de Cien incluye covenants de Deuda Neta Ajustada sobre EBITDA y sobre Fondos Propios más Minoritarios. Al 30 de junio de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Cien era la razón Deuda/EBITDA, correspondiente a las cédulas de crédito bancarias que

vencen en diciembre de 2012. Este covenant se calcula sobre los Estados Financieros consolidados del garante, Endesa Brasil. Por su parte, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Cobertura de Intereses, Ratio Pasivos sobre Activos, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA / Gastos Financieros). Al 30 de junio de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al 2ª y 3ª Emisión de bonos locales que vencen hasta en octubre de 2018. Por último, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda, capacidad de pago de intereses y Exigencias de corto plazo (Ratio Deuda de Corto Plazo sobre EBITDA). Al 30 de junio de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el de Capacidad de pago de la deuda, correspondiente a la 5ª, 6ª y 7ª Emisión de bonos locales que vencen hasta en junio de 2019.

En Argentina, Endesa Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse International con vencimiento en marzo de 2013. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Apalancamiento. En el caso de El Chocón, al 30 de junio de 2012, el covenant financiero más restrictivo era el de Deuda Máxima, correspondiente a los préstamos sindicados cuyo último crédito vence en febrero de 2015.

En Colombia, la deuda de Codensa y la de Emgesa no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías no mencionadas en esta Nota.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 30 de junio de 2012 y al 30 de junio de 2011, ni Enersis S.A. ni Endesa Chile, ni ninguna de sus filiales, se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la única excepción de Endesa Costanera, nuestra filial argentina de generación, que aún no ha efectuado el pago de la cuota de US\$ 17,6 millones de un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation con vencimiento 30 de marzo de 2012. El no pago de esta cuota por parte de Endesa Costanera, que está siendo negociada para una eventual restructuración con el acreedor, análogamente a situaciones similares en el pasado y dentro de los periodos de cura establecidos contractualmente, no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis S.A. o Endesa Chile.

34.5 Otras informaciones.

Nuestra filial argentina Endesa Costanera está presentando déficit en su capital de trabajo, presionado por las dificultades que está teniendo para obtener ajustes tarifarios que recojan los costos reales de generación, generando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo. Endesa Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina. El riesgo patrimonial que esta sociedad representa para el Grupo no es significativo.

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 2012 y 31 de diciembre de 2011, era la siguiente:

País	30-06-2012				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	90	2.037	316	2.443	2.425
Argentina	42	2.428	878	3.348	3.344
Brasil	38	2.448	280	2.766	2.768
Perú	27	659	164	850	824
Colombia	20	1.565	54	1.639	1.623
Total	217	9.137	1.692	11.046	10.984

País	31-12-2011				Promedio del periodo (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	94	1.963	340	2.397	2.522
Argentina	43	2.401	883	3.327	3.242
Brasil	40	2.414	310	2.764	2.780
Perú	20	624	153	797	854
Colombia	27	1.517	55	1.599	1.641
Total	224	8.919	1.741	10.884	11.039

(*) Incorpora las plantillas medias de Cam y Synapsis hasta el momento de su venta. Ver nota 2.4.1 y nota 11.

36. SANCIONES.

Las siguientes compañías del Grupo han recibido sanciones de autoridades administrativas:

1.- Endesa Chile

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de M\$ 657.250. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de ésta, ha deducido el recurso de reclamación correspondiente.

2.- Pehuenche

- Con fecha 6 de octubre de 2011, la Superintendencia de Valores y Seguros, en adelante SVS, dictó la Resolución Exenta N°545 y aplicó sanción de multa a los Directores de Pehuenche que participaron en la aprobación del contrato de Energía y Potencia suscrito entre la Compañía y su matriz Empresa Nacional de Electricidad S.A. (ENDESA) con fecha 19 de noviembre 2007.

Las multas que se aplicaron fueron las siguientes:

a) A los Directores que no integraban el comité de Directores se les sancionó por no haber verificado, según resolución de la SVS, que el contrato de venta de Energía y Potencia suscrito entre Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y su matriz ENDESA con fecha 19 de noviembre de 2007, se celebrara en condiciones de equidad que habitualmente prevalecen en el mercado; y por haber aprobado el Acta de Sesión de Directorio en la cual se consignaba que se había dado lectura al Informe del Comité de Directores, en circunstancias que únicamente se había dado lectura al Acta de Sesión de éste. Las multas ascendieron a 300 UF para cada uno de ellos.

b) A los Directores que integraban el Comité de Directores se les sancionó solo por no haber evacuado, según la SVS, el Informe a que se refiere la norma. Se aplicó a cada uno de ellos una multa ascendente a 400 UF.

Los Directores han deducido recurso de reclamación ante el Juzgado Civil competente, previa consignación del 25% del monto total de la multa en la Tesorería General de la República. En consecuencia, las multas y sus fundamentos están cuestionadas ante la Justicia Ordinaria, la que conoce del reclamo de los Directores, en procedimiento sumario, quienes han solicitado su absolución.

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de M\$ 286.713. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de ésta, ha deducido el recurso de reclamación correspondiente.

3.- Chilectra S.A.

- Para el ejercicio terminado al 30 de junio de 2012, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 10 multas por fallas técnicas relacionadas con el suministro eléctrico, por un monto de M\$876.809 y una multa por incumplimiento en el mantenimiento de instalaciones por M\$19.845. Por otra parte, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Secretaría Regional Ministerial de Salud de la Región Metropolitana, con una multa por un monto de M\$ 3.969, por el incumplimiento de la normativa sobre almacenamiento de materiales. Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada por una multa por fallas técnicas relacionadas con el suministro eléctrico, por un monto de M\$29.529. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de cada una de ellas, ha deducido los recursos de reposición o reclamación, según corresponda.

4.- Edelnor S.A.

Para el período terminado al 30 de junio de 2012, Edelnor S.A. ha sido sancionada por una supuesta omisión parcial del impuesto a las ganancias correspondiente al ejercicio 2007 por un monto de soles peruanos S/17.568.000 (M\$ 3.300.758). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

También durante el primer semestre de 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERG) le impuso 16 sanciones a Edelnor S.A. por incumplimiento de normas de calidad técnica y comercial por un monto de soles peruanos S/417.000 (M\$ 78.348) y en 2011 cuarenta y siete sanciones por un monto de soles peruanos S/717.000 (M\$ 138.081).

5.- Edesur S.A.

Para el período terminado al 30 de junio de 2012, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 799 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de M\$ 1.506.643 (M\$ 13.591 de pesos argentinos). Durante el ejercicio 2011 la Compañía fue sancionada con 182 multas, por los mismos conceptos antes indicados, por un monto de M\$10.075.970 (M\$ 83.526 de pesos argentinos).

6.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Para el período terminado al 30 de junio de 2012, Hidroeléctrica el Chocón ha sido multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de extracción de aguas de sus cuencas por un monto de M\$ 340.299 (M\$ 3.069 de pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

7.- Endesa Costanera S.A.

Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) con 2 sanciones por un monto de M\$ 2.863 (M\$ 24 pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

8.- Ampla Energía S.A.

Para el período terminado al 30 de junio de 2012, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 576.745 (MR\$ 2.323 de reales brasileños). Durante 2011 ha sido sancionada con 3 multas

por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 1.959.386 (MR\$ 7.079 de reales brasileños). Adicionalmente al 30 de junio de 2012 Ampla ha sido sancionada con una multa por la Secretaria de Receita Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 1.856.607 (MR\$ 7.478 reales brasileños)
La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivo.

9.- Coelce

Para el período terminado al 30 de junio de 2012 , la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas por un monto de M\$ 171.062 (MR\$ 689 reales brasileños). Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) con 3 multas por los mismos conceptos que 2012 por M\$ 386.674 (MR\$ 1.397 reales brasileños).

10.- La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

37. HECHOS POSTERIORES.

Con fecha 12 de julio de 2012, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina (ENRE), mediante Resolución N° 183/2012, ha informado a Edesur la designación de un “Veedor” por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur. La designación de la figura del “veedor” no supone la pérdida del control de Enersis sobre Edesur. Edesur considera que dicha designación y los fundamentos de la misma son improcedentes y por ello, con fecha 20 de Julio, ha presentado el correspondiente recurso ante el ENRE.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 30 de junio de 2012 y la fecha de emisión de los estados financieros.

38. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 30 de junio de 2012 y 2011 son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	30-06-2012 M\$	30-06-2011 M\$
Endesa Chile S.A.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeléctricas.	368.306	698.899
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	29.253	28.525
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	18.712	89.037
Pehuenche	Gastos medio ambiente	2.741	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	310.369	200.292
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	-	5.519
Chilectra	Control de maleza en recintos de subestaciones, poda de arboles en AT, mateción de jardines, solidos contaminados con aceites.	238.376	-
Ampla Energia	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	10.388	6.998
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	-	4.698
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.	-	6.577
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	7.987
Total		978.145	1.048.532

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales y sociedades de control conjunto al 30 de junio de 2012 y 31 de diciembre de 2011, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

30-06-2012										
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	188.065.174	1.094.273.580	1.282.338.755	(150.869.246)	(61.654.346)	(212.523.593)	489.586.312	(405.958.832)	83.627.480
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	29.314.406	35.992.758	65.307.164	(2.912.563)	(616.636)	(3.529.199)	3.367.291	(1.648.975)	1.718.317
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	2.670.060	241.745	2.911.805	(1.501.877)	(579.675)	(2.081.551)	2.618.228	(2.794.602)	(176.374)
Inversiones Distrilima S.A.	separado	9.566.876	45.682.499	55.249.374	(1.733)	-	(1.733)	-	9.218.567	9.218.567
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	90.790.818	438.195.262	528.986.080	(129.469.486)	(204.269.525)	(333.739.011)	189.511.120	(166.731.382)	22.779.739
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	631.227.474	3.248.829.541	3.880.057.015	(481.691.094)	(984.464.554)	(1.466.155.649)	601.408.296	(431.467.092)	169.941.203
Endesa Eco S.A.	separado	95.926.901	39.144.108	135.071.009	(136.082.547)	(2.102.514)	(138.185.061)	2.687.674	(2.851.965)	(164.291)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	31.761.336	230.657.570	262.418.906	(71.663.903)	(38.171.144)	(109.835.047)	70.077.988	(37.916.399)	32.161.589
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	96.190.013	207.571.848	303.761.861	(171.914.610)	(21.701.610)	(193.616.220)	157.816.134	(123.405.207)	34.410.927
Empresa Eléctrica Pangue S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	21.743.445	(10.100.577)	11.642.868
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	25.818.786	79.440.020	105.258.806	(14.295.987)	(5.711.042)	(20.007.029)	20.214.734	(26.529.396)	(6.314.663)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	7.512.684	29.003.011	36.515.696	(9.353.400)	322.127	(9.031.273)	563.298	(350.866)	212.432
Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	separado	106.705.685	299.723.089	406.428.773	(64.827.197)	(42.409.357)	(107.236.554)	67.665.847	(46.077.102)	21.588.745
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	4.567.192	13.851.395	18.418.588	(3.060.443)	(11.311.852)	(14.372.295)	4.922.311	(882.230)	4.040.081
Endesa Argentina S.A.	separado	10.058.692	34.280.878	44.339.570	(15.792)	-	(15.792)	-	2.750.656	2.750.656
Endesa Costanera S.A.	separado	50.272.289	124.936.152	175.208.440	(156.612.754)	(63.296.923)	(219.909.677)	157.911.246	(181.150.489)	(23.239.243)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	20.146.245	159.734.193	179.880.438	(28.977.310)	(59.394.518)	(88.371.828)	24.537.829	(17.602.633)	6.935.196
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	191.837.629	1.502.409.519	1.694.247.147	(217.424.992)	(662.958.334)	(880.383.325)	271.736.317	(186.618.921)	85.117.395
Generandes Perú S.A.	separado	223.172	205.085.120	205.308.292	(6.247)	-	(6.247)	-	1.342.140	1.342.140
Edegel S.A.A.	separado	78.425.696	686.737.576	765.163.272	(61.913.592)	(250.168.103)	(312.081.694)	126.628.092	(108.793.874)	17.834.218
Chinango S.A.C.	separado	11.231.725	109.217.880	120.449.605	(15.560.425)	(41.409.466)	(56.969.891)	15.553.978	(9.789.826)	5.764.153
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	10.385.074	119.589.705	129.974.779	(4.658.115)	(913.423)	(5.571.538)	-	(2.544.175)	(2.544.175)
Endesa Brasil S.A.	separado	225.195.341	952.098.424	1.177.293.765	(13.328.891)	(24.925)	(13.353.816)	-	106.199.256	106.199.256
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	74.921.617	142.335.642	217.257.259	(36.614.740)	(32.320.316)	(68.935.057)	65.714.948	(44.868.291)	20.846.657
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	112.770.181	109.667.402	222.437.583	(14.751.851)	(3.221.563)	(17.973.414)	72.194.953	(23.331.184)	48.863.769
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	15.273.778	276.188.373	291.462.152	(145.132.265)	(9.110.895)	(154.243.161)	35.170.079	(26.316.951)	8.853.128
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	18.507.517	3.821.911	22.329.429	(4.214.769)	(16.160.708)	(20.375.477)	1.294.336	(1.656.916)	(362.580)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	250.218.200	654.886.908	905.105.108	(232.295.299)	(278.884.998)	(511.180.297)	418.560.027	(370.541.095)	48.018.931
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	2.876.866	154.192	3.031.058	(2.027.352)	-	(2.027.352)	2.864.529	(2.317.971)	546.558
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	294.290.472	1.006.242.623	1.300.533.095	(256.756.826)	(592.494.602)	(849.251.429)	555.595.873	(518.378.568)	37.217.305
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	13.268.885	89.030.832	102.299.717	(51.389.473)	-	(51.389.473)	-	10.488.092	10.488.092
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	197.079.035	961.068.828	1.158.147.863	(240.992.445)	(368.982.795)	(609.975.240)	411.432.949	(341.585.027)	69.847.923
Inversora Codensa S.A.	separado	954	79	1.033	(1.303)	-	(1.303)	-	(1.412)	(1.412)
Empresa de Enería de Cundinamarca S.A.	separado	25.794.089	102.260.475	128.054.564	(28.527.779)	(36.776.349)	(65.304.127)	37.622.783	(34.944.285)	2.678.498
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	70.831.196	267.533.673	338.364.869	(333.574.748)	(33.021.532)	(366.596.280)	156.637.888	(189.287.662)	(32.649.775)

31-12-2011										
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	193.667.154	1.116.514.950	1.310.182.104	(196.759.945)	(52.473.555)	(249.233.500)	1.035.360.191	(924.569.246)	110.790.945
Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda.	consolidado	-	-	-	-	-	6.690.708	(6.561.185)	129.523	
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	30.451.690	36.347.961	66.799.651	(3.801.501)	(675.754)	7.741.781	(1.479.399)	6.262.382	
Compañía Americana de Multiservicios de Chile S.A.	consolidado	-	-	-	-	-	15.582.078	(16.890.062)	(1.307.984)	
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	3.386.984	296.193	3.683.177	(2.119.237)	(557.313)	(2.676.550)	(5.282.766)	615.054	
Inversiones Distrilima S.A.	separado	73.612	53.558.686	53.632.298	(8.288)	-	(8.288)	12.106.048	(4.386)	12.101.662
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	73.237.435	434.005.821	507.243.256	(103.696.328)	(210.609.245)	(314.305.573)	311.980.876	(270.687.421)	41.293.455
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	723.937.172	3.238.686.083	3.962.623.255	(488.951.209)	(1.087.287.205)	(1.576.238.414)	1.184.084.739	(812.433.884)	371.650.855
Endesa Eco S.A.	separado	5.437.267	135.146.612	140.583.879	(139.297.158)	(8.360.757)	(147.657.915)	14.315.105	(11.047.198)	3.267.907
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	56.656.641	234.597.856	291.254.497	(77.321.477)	(39.046.758)	(116.368.235)	195.003.413	(78.664.231)	116.339.182
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	68.408.746	77.242.199	145.650.945	(71.972.413)	(9.267.849)	(81.240.262)	243.562.829	(199.292.302)	44.270.527
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	separado	34.480.062	131.950.788	166.430.850	(44.091.140)	(13.223.971)	(57.315.111)	119.050.275	(40.689.183)	78.361.092
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	33.507.950	78.813.461	112.321.411	(15.031.457)	(5.726.043)	(20.757.500)	39.522.009	(38.375.668)	1.146.341
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	41	25.157.716	25.157.757	(3.641.034)	-	(3.641.034)	-	(270.529)	(270.529)
Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	separado	93.103.849	314.752.349	407.856.198	(77.452.970)	(45.808.413)	(123.261.383)	260.889.567	(225.125.890)	35.763.678
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	29.481.896	15.071.789	44.553.685	(5.430.649)	(11.437.055)	(16.867.704)	7.687.068	(2.664.769)	5.022.299
Endesa Argentina S.A.	separado	8.573.370	34.592.709	43.166.079	(103.684)	-	(103.684)	-	453.345	453.345
Endesa Costanera S.A.	separado	58.093.676	141.156.445	199.250.121	(160.504.466)	(61.581.301)	(222.085.767)	341.636.333	(364.229.923)	(22.593.590)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	27.754.942	161.753.755	189.508.697	(24.739.392)	(69.116.012)	(93.855.404)	48.326.998	(36.168.754)	12.158.244
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	239.044.005	1.393.219.292	1.632.263.297	(220.413.976)	(530.859.723)	(751.273.699)	496.479.981	(368.041.227)	128.438.754
Generandes Perú S.A.	separado	162.255	208.237.040	208.399.295	(9.633)	-	(9.633)	22.317.674	(180.671)	22.137.003
Edegel S.A.A.	separado	70.142.623	709.616.464	779.759.087	(60.257.964)	(275.273.113)	(335.531.077)	214.815.328	(140.762.791)	74.052.537
Chinango S.A.C.	separado	11.140.497	112.163.451	123.303.948	(22.972.028)	(42.065.340)	(65.037.368)	25.943.033	(17.770.892)	8.172.141
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	10.250.367	115.878.802	126.129.169	(7.348.428)	(1.035.256)	(8.383.684)	-	(4.664.851)	(4.664.851)
Endesa Brasil S.A.	separado	144.245.706	1.071.816.109	1.216.061.815	(5.924.851)	(2.225)	(5.927.076)	160.755.284	10.670.289	171.425.573
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	85.453.417	162.710.126	248.163.543	(40.948.473)	(38.033.756)	(78.982.229)	127.130.032	(86.764.813)	40.365.219
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	118.123.679	144.987.597	263.111.276	(29.508.803)	(4.697.541)	(34.206.344)	126.646.148	(12.834.467)	113.811.681
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	25.533.963	292.499.911	318.033.874	(151.994.548)	(16.143.887)	(168.138.435)	54.757.129	(18.519.083)	36.238.046
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	18.236.701	3.922.642	22.159.343	(3.751.001)	(15.927.509)	(19.678.510)	2.682.140	(2.906.410)	(224.270)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	202.961.217	773.140.433	976.101.650	(194.185.629)	(311.700.107)	(505.885.736)	805.668.597	(669.295.646)	136.372.951
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	2.449.053	115.999	2.565.052	(1.071.810)	(38.388)	(1.110.198)	5.839.550	(4.878.723)	960.827
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	215.407.325	1.102.615.089	1.318.022.414	(293.476.867)	(548.590.886)	(842.067.753)	979.024.498	(909.619.067)	69.405.431
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	1.507.987	138.395.284	139.903.271	(51.994.249)	-	(51.994.249)	-	16.979.113	16.979.113
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Inversora Codensa S.A.	separado	233.090.499	934.300.085	1.167.390.584	(294.852.363)	(379.922.653)	(674.775.016)	751.734.951	(663.876.013)	87.858.938
Empresa de Enería de Cundinamarca S.A.	separado	1.076	76	1.152	(35)	-	(35)	-	(45)	(45)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	19.310.230	95.221.154	114.531.384	(21.874.858)	(35.202.438)	(57.077.296)	67.832.508	(61.248.745)	6.583.763
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	86.197.848	270.721.415	356.919.263	(311.415.979)	(40.591.590)	(352.007.569)	269.794.850	(427.202.383)	(157.407.532)

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades filiales y de control conjunto”.
Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/06/2012			% Participación a 31/12/2011			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%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	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
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Peso Argentino	0,00%	34,50%	34,50%	0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
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 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 30/06/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	95,61%	95,61%	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 Maipo
77.573.910-K	Consorcio Ingendesa Minimetall Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Control Conjunto	Chile	Servicios de Ingeniería
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	Distrielec 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	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	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%	35,02%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía 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
96.588.800-4	Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	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 Pangue S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	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 30/06/2012			% Participación a 31/12/2011			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. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	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 Serviços S.A.	Real	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	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%	99,95%	99,95%	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%	99,00%	1,00%	100,00%	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 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. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	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 30/06/2012			% Participación a 31/12/2011			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%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	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%	99,85%	99,85%	0,00%	99,85%	99,85%	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	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

- (1) Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 2 de mayo de 2012 Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. y Endesa Inversiones Generales S.A. fueron fusionadas con Inversiones Endesa Norte S.A. , siendo esta última sociedad la continuadora legal.

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación durante el periodo 2012 y ejercicio 2011

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 30 de junio de 2012				a 31 de diciembre de 2011			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Vuelta Obligado S.A.					0,00%	34,50%	34,50%	Control Conjunto

No hubo exclusiones del perímetro de consolidación durante el primer semestre de 2012 y ejercicio 2011.

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS:

Este anexo es parte de la nota 3.h “Inversiones en asociadas contabilizadas por el método de participación”.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 30/06/2012			% Participación a 31/12/2011			País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
96.806.130-5	Electrogas S.A	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	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
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:

Este anexo forma parte de la nota 18 “Otros pasivos financieros”.

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			
			Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2012 M\$	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2012 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2011 M\$	
			Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$		Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	1,99%	888.191	2.741.107	3.629.298	105.924.816	422.114	-	106.346.930	906.389	3.359.497	4.265.886	109.631.899	876.746	-	110.508.645
Chile	U.F.	6,00%	146.078	-	146.078	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,72%	2.712.547	5.768.294	8.480.841	8.580.108	26.839.417	17.455.021	52.874.546	2.810.297	10.519.166	13.329.463	7.864.024	25.087.748	26.158.087	59.109.859
Perú	Soles	5,20%	447.314	2.827.487	3.274.801	3.463.461	12.768.169	21.915.875	38.147.505	431.794	2.987.507	3.419.301	3.362.985	-	38.373.491	41.736.476
Argentina	US\$	8,92%	2.563.732	11.283.577	13.847.309	12.002.367	-	-	12.002.367	2.662.019	9.436.481	12.098.500	17.142.594	1.612.063	-	18.754.657
Argentina	\$ Arg	20,47%	33.389.345	30.922.403	64.311.748	34.948.965	-	-	34.948.965	37.689.501	28.405.542	66.095.043	47.915.942	2.458.440	-	50.374.382
Colombia	\$ Col	9,38%	3.736.070	6.036.688	9.772.758	21.768.976	36.099.429	71.467.766	129.336.171	1.338.154	82.134.906	83.473.060	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,23%	530.900	7.795.712	8.326.612	17.085.341	11.458.757	4.611.711	33.155.809	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730
Brasil	Real	10,71%	7.144.546	44.654.045	51.798.591	25.874.820	-	-	25.874.820	30.524.862	175.096.068	205.620.930	142.254.517	90.580.272	8.209.057	241.043.846
			51.558.723	112.029.313	163.588.036	229.648.854	87.587.886	115.450.373	432.687.113	77.007.952	324.538.353	401.546.305	345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.595

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de Efectiva	Tasa de interés nominal	06-2012					12-2011								
							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	Ampla	Brasil	Banco Itaú	Real	10,48%	10,51%	21.863	856.674	878.537	-	-	-	57.479	1.964.473	2.021.952	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Unibanco	Real	10,69%	10,68%	17.774	671.273	689.047	-	-	-	45.870	1.542.373	1.588.243	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco Alfa	Real	10,23%	10,27%	-	-	-	-	-	-	1.779.341	12.975.006	14.754.347	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Brasdesco	Real	10,44%	9,68%	5.194.140	5.861.990	11.056.130	-	-	-	5.982.354	13.453.719	19.436.073	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Banco do Brasil	Real	10,34%	10,29%	646.298	1.938.893	2.585.191	25.874.820	-	-	875.019	2.942.372	3.817.391	30.333.452	-	-	-	30.333.452
Extranjera	Ampla	Brasil	BANCO HSBC	Real	10,29%	5,55%	241.268	9.621.176	9.862.444	-	-	-	632.464	22.045.700	22.678.164	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Elektrobras	Real	6,02%	6,02%	-	-	-	-	-	-	339.935	1.111.948	1.451.883	2.916.206	5.539.073	725.103	9.180.382	
Extranjera	Ampla	Brasil	Bndes	Real	11,02%	11,02%	-	-	-	-	-	-	6.488.408	16.888.622	23.377.030	33.192.137	52.961.281	3.133.364	89.286.782	
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - A	US\$	7,99%	7,89%	313.518	3.329.991	3.643.509	7.239.078	7.167.009	1.779.228	16.185.315	344.277	3.510.015	3.854.292	7.427.750	7.100.739	4.604.499	19.132.988
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - B	US\$	2,69%	2,69%	111.259	4.147.353	4.258.612	8.997.280	2.357.697	-	11.354.977	114.099	4.162.847	4.276.946	8.990.990	4.835.251	-	13.826.241
Extranjera	CGTF Fortaleza	Brasil	IFC - C	US\$	11,96%	11,96%	106.123	318.368	424.491	848.983	1.934.051	2.832.483	5.615.517	108.598	365.176	473.774	875.946	5.584.166	-	6.460.112
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Soles	3,85%	3,80%	14.381	1.528.690	1.543.071	-	-	-	14.597	1.585.500	1.600.097	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Scotiabank	US\$	4,24%	L3M+3,7%	166.608	656.000	822.608	2.522.301	2.415.672	13.372.579	18.310.552	166.062	558.407	724.469	2.423.556	17.774.668	-	20.198.224
Extranjera	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brasil	Banco Santander Central Hispano	Real	12,18%	12,18%	1.023.203	25.704.039	26.727.242	-	-	-	1.801.366	59.020.877	60.822.243	-	-	-	-	-
79.913.810-7	Inmobiliaria Velasco S.A.	Chile	Lineas de Créditos	Ch\$	0,00%	0,00%	144.181	-	144.181	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Lineas de Créditos	Ch\$	6,60%	6,60%	1.053	-	1.053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
94.271.00-3	Energis S.A.	Chile	Lineas de Créditos	Ch\$	2,10%	2,10%	844	-	844	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inverimentos	US\$	6,58%	6,58%	-	-	-	-	-	-	-	19.073	173.334	192.407	237.999	357.290	1.748.100	2.343.889
Extranjera	Coelce	Brasil	Elektrobras	Real	6,58%	6,58%	-	-	-	-	-	-	-	1.721.402	4.747.664	6.469.066	8.943.102	16.832.769	4.350.590	30.126.461
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Brasil	Real	10,75%	10,75%	-	-	-	-	-	-	-	1.310.254	4.235.607	5.545.861	5.443.423	-	-	5.443.423
Extranjera	Coelce	Brasil	Bndes	Real	9,95%	9,95%	-	-	-	-	-	-	-	9.231.834	30.273.652	39.505.486	56.108.514	15.247.149	-	71.355.663
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco do Nordeste	Real	8,50%	8,50%	-	-	-	-	-	-	-	259.136	3.894.055	4.153.191	5.317.683	-	-	5.317.683
Extranjera	Coelce	Brasil	Banco Europeo de Inverimentos	US\$	5,49%	5,49%	-	-	-	-	-	-	-	58.889	4.387.814	4.446.703	-	-	-	-
Extranjera	Edelgel	Perú	Banco de Crédito	US\$	3,52%	L3M+3%	2.156.404	4.551.839	6.708.243	6.057.807	24.423.745	4.082.442	34.563.994	405.477	1.378.129	1.783.606	-	-	-	-
Extranjera	Edelgel	Perú	Banco de Crédito	US\$	3,97%	3,97%	-	-	-	-	-	-	-	1.949.762	5.760.203	7.709.965	1.880.534	-	-	1.880.534
Extranjera	Edelgel	Perú	Banco Continental	US\$	3,65%	L3M+3,13%	389.535	560.455	949.990	-	-	-	-	280.841	944.367	1.225.208	3.559.934	7.313.080	26.158.087	37.031.101
Extranjera	Edelgel	Perú	Banco Scotiabank	US\$	1,65%	L6M+1,25%	-	-	-	-	-	-	-	8.155	1.878.060	1.886.215	-	-	-	-
Extranjera	Edelgel	Perú	Banco Continental	US\$	3,00%	L3M+2,5%	-	-	-	-	-	-	-	260	-	260	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	41.926	125.778	167.704	335.408	1.081.475	2.196.675	3.613.558	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	3.890.223
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	41.926	125.778	167.704	335.408	1.081.475	2.196.675	3.613.558	37.891	127.413	165.304	305.625	-	3.584.598	3.890.223
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	4,40%	4,35%	36.335	109.004	145.339	290.678	937.270	1.903.782	3.131.730	32.360	108.816	141.176	261.016	-	3.097.880	3.358.896
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	16.770	50.311	67.081	134.163	432.590	878.670	1.445.423	15.156	50.965	66.121	122.250	-	1.433.839	1.556.089
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	69.877	209.630	279.507	559.013	1.802.458	3.661.125	6.022.596	63.151	212.355	275.506	509.375	-	5.974.330	6.483.705

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	06-2012							12-2011						
							Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	No Corriente				Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	No Corriente			
										Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente				Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	41.926	125.778	167.704	335.408	1.081.475	2.196.675	3.613.558	37.891	127.413	165.304	305.625	3.584.598	3.890.223	
Extranjera	Edelnor	Perú	Banco de Crédito	Soles	5,43%	5,32%	58.698	176.094	234.792	469.585	1.514.078	3.075.350	5.059.013	60.638	203.903	264.541	489.101	5.157.627	5.646.728	
Extranjera	Edelnor	Perú	BBVA	Soles	5,43%	5,32%	93.189	279.567	372.756	745.513	2.739.987	5.806.923	9.292.423	99.201	333.576	432.777	800.145	9.525.160	10.325.305	
Extranjera	Edelnor	Perú	Interbank	Soles	6,30%	6,73%	32.286	96.857	129.143	258.285	2.097.361	-	2.355.646	32.758	110.153	142.911	264.223	2.430.861	2.695.084	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	BBVA	\$ Arg	21,55%	18,00%	1.077.139	688.096	1.765.235	-	-	-	-	128.257	2.499.512	2.627.769	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	14,85%	14,61%	-	-	-	-	-	-	-	673.842	228.279	902.121	3.245.052	-	3.245.052	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	\$ Arg	24,52%	18,87%	195.649	1.888.014	2.083.663	2.245.075	-	-	2.245.075	213.681	718.530	932.211	4.195.131	-	4.195.131	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	21,28%	19,75%	57.943	393.333	451.276	993.900	-	-	993.900	179.826	604.690	784.516	1.811.063	-	1.811.063	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	15,17%	15,17%	113.251	778.937	892.188	1.983.233	-	-	1.983.233	435.062	483.752	918.814	2.896.973	-	2.896.973	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	16,20%	16,20%	3.364.408	-	3.364.408	-	-	-	-	6.354.203	1.169.601	7.523.804	9.498.494	-	9.498.494	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de Galicia	\$ Arg	16,27%	16,27%	2.270.745	-	2.270.745	-	-	-	-	2.120.536	1.891.956	4.012.492	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Macro	\$ Arg	24,96%	24,96%	119.514	2.432.852	2.552.366	-	-	-	-	151.298	508.762	660.060	3.474.143	-	3.474.143	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Itaú	\$ Arg	19,91%	19,91%	137.161	411.483	548.644	2.974.959	-	-	2.974.959	288.456	4.819.512	5.107.968	2.454.313	-	2.454.313	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco de la Ciudad de Buenos Aires	\$ Arg	22,18%	17,18%	402.581	1.207.743	1.610.324	8.354.594	-	-	8.354.594	124.577	158.143	282.720	1.364.912	-	1.364.912	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio IMPORTACIONES	US\$	16,00%	16,00%	1.784	211.630	213.414	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	18,00%	18,00%	181.254	-	181.254	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	\$ Arg	16,64%	15,00%	43.277	129.832	173.109	1.188.960	-	-	1.188.960	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Supervielle	\$ Arg	23,26%	20,00%	936.040	-	936.040	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	24,03%	21,75%	81.037	2.875.232	2.956.269	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	24,03%	21,00%	148.684	5.189.089	5.337.773	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	6,24%	6,24%	140.864	971.618	1.112.482	2.477.827	-	-	2.477.827	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	14,50%	14,50%	447.415	-	447.415	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Supervielle	\$ Arg	21,51%	21,00%	509.734	-	509.734	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Comafi	\$ Arg	23,72%	17,50%	38.994	571.380	610.274	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Davivienda	\$ Col	8,15%	7,91%	-	-	-	-	-	-	-	138.411	8.481.828	8.620.239	-	-	-	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	9,53%	8,02%	589.193	1.767.578	2.356.771	6.406.933	10.701.519	21.254.668	38.363.120	99.148	6.208.686	6.307.834	-	-	-	
Extranjera	Emgesa	Colombia	Bancolombia	\$ Col	8,30%	7,91%	-	-	-	-	-	-	-	326.504	20.008.140	20.334.644	-	-	-	
Extranjera	Emgesa	Colombia	BBVA Colombia	\$ Col	9,53%	7,91%	1.230.454	3.691.361	4.921.815	13.283.065	21.960.755	43.417.649	78.661.469	361.976	22.181.880	22.543.856	-	-		
Extranjera	Emgesa	Colombia	Banco Santander	\$ Col	8,15%	7,91%	-	-	-	-	-	-	-	412.115	25.254.372	25.666.487	-	-		
Extranjera	Emgesa	Colombia	AV VILLAS	US\$	9,53%	9,31%	192.582	577.749	770.331	2.078.978	3.437.155	6.795.449	12.311.582	-	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	Banco Agrario	\$ Col	6,27%	6,11%	1.723.841	-	1.723.841	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	US\$	4,50%	16,00%	405.988	-	405.988	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	11,57%	LIBOR+12%	157.883	5.319.034	5.476.917	-	-	-	-	166.419	3.156.573	3.322.992	2.652.744	-	2.652.744	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	\$ Arg	16,80%	BAIBOR+5%	1.840.026	-	1.840.026	-	-	-	-	1.382.931	1.533.096	2.916.027	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Rio	\$ Arg	28,50%	15,50%	1.451.647	-	1.451.647	-	-	-	-	10.746.076	1.949.571	12.695.647	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itaú	\$ Arg	22,90%	BAIBOR+5%	1.623.641	-	1.623.641	-	-	-	-	3.503.302	-	3.503.302	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	18,75%	18,75%	5.779.630	-	5.779.630	-	-	-	-	1.844.142	-	1.844.142	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	\$ Arg	19,75%	16,00%	4.425.465	-	4.425.465	-	-	-	-	1.105.942	-	1.105.942	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arg	28,00%	16,00%	1.939.014	-	1.939.014	-	-	-	-	123.544	-	123.544	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Ciudad	\$ Arg	12,31%	16,00%	905.137	-	905.137	-	-	-	-	4.670.705	-	4.670.705	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Standard	\$ Arg	23,75%	16,00%	2.200.031	-	2.200.031	-	-	-	-	832.611	-	832.611	-	-		
91.081.000-€	Endesa S.A. (Chile)	Chile	B.N.P. Paribas	US\$	6,18%	5,98%	44.751	940.125	984.876	1.816.320	422.114	-	2.238.434	53.521	1.002.756	1.056.277	1.915.379	876.746	2.792.125	
91.081.000-€	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Export Development Corporation Loan	US\$	2,27%	1,79%	370.836	383.171	754.007	1.100.173	-	-	1.100.173	379.501	764.980	1.144.481	1.132.904	-	1.132.904	
91.081.000-€	Endesa S.A. (Chile)	Chile	Banco Bilbao Vizcaya Argentina S.A.	US\$	1,86%	1,22%	472.604	1.417.811	1.890.415	103.008.323	-	-	103.008.323	473.367	1.591.761	2.065.128	106.583.616	-	106.583.616	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Deutsche Bank	US\$	8,22%	Libor+3,5%	995.883	2.868.712	3.864.595	5.993.248	-	-	5.993.248	518.208	1.530.246	2.048.454	3.576.867	402.643	3.979.510	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard Bank	US\$	8,22%	Libor+3,5%	499.732	1.438.570	1.938.482	3.001.126	-	-	3.001.126	1.611.491	4.749.662	6.361.153	10.912.983	1.209.420	12.122.403	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itaú	US\$	8,22%	Libor+3,5%	502.462	1.445.451	1.947.913	3.007.993	-	-	3.007.993	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itaú - Sindicado	\$ Arg	20,45%	BPC + 5,75%	48.137	762.909	811.046	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard - Sindicado	\$ Arg	20,45%	BPC + 5,75%	37.656	596.072	633.728	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Sindicado	\$ Arg	20,45%	BPC + 5,75%	48.137	762.909	811.046	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado	\$ Arg	20,45%	BPC + 5,75%	31.035	500.104	531.139	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco de Galicia - Sindicado	\$ Arg	20,45%	BPC + 5,75%	14.701	238.067	252.768	3.145.713	-	-	3.145.713	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Itaú - Sindicado	\$ Arg	19,93%	BPC + 5,25%	449.021	1.591.705	2.040.726	3.257.627	-	-	3.257.627	1.791.907	-	1.791.907	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Standard - Sindicado	\$ Arg	19,93%	BPC + 5,25%	796.378	2.308.921	3.105.299	3.927.017	-	-	3.927.017	64.001	1.336.177	1.400.178	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Sindicado	\$ Arg	19,93%	BPC + 5,25%	623.445	1.952.041	2.575.486	3.593.371	-	-	3.593.371	80.629	1.707.695	1.788.324	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado	\$ Arg	19,93%	BPC + 5,25%	232.565	480.448	713.013	447.658	-	-	447.658	55.506	1.125.918	1.181.424	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco de Galicia - Sindicado	\$ Arg	19,93%	BPC + 5,25%	390.880	1.471.593	1.862.473	-	-	-	-	26.301	535.888	562.189	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco de la Ciudad - Nuevo Sindicado	\$ Arg	19,93%	BPC + 5,25%	186.694	385.848	572.542	359.031	-	-	359.031	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	Banco Santander - Nuevo Sindicado	\$ Arg	19,84%	BPC + 5,10%	-	-	-	-	-	-	-	329.514	1.108.036	1.437.550	6.245.072	1.229.220	7.474.292	
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón	Argentina	C																	

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 30/06/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 30/06/2012	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2011	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2011
			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\$	8,10%	15.423.756	46.271.267	61.695.023	452.166.493	268.596.543	428.956.652	1.149.719.688	22.439.241	48.971.036	71.410.277	481.039.815	346.571.275	425.876.193	1.253.487.283
Chile	U.F.	5,56%	7.080.847	28.195.116	35.275.963	68.942.220	66.760.976	467.550.646	603.253.842	41.003.385	39.199.072	80.202.457	89.539.138	263.688.193	527.887.200	881.114.531
Perú	US\$	6,97%	799.206	12.150.357	12.949.563	12.935.141	13.389.790	24.360.642	50.685.573	853.625	2.238.831	3.092.456	15.656.525	27.138.567	24.540.662	67.335.754
Perú	Soles	6,86%	16.480.830	44.037.347	60.518.172	89.322.894	36.526.764	55.357.549	181.207.207	31.909.724	18.212.792	50.122.516	81.151.846	50.536.091	48.755.116	180.443.053
Argentina	\$ Arg	9,35%	18.535.084	77.797.278	96.332.362	353.327.699	298.852.817	490.741.657	1.142.922.173	116.551	4.100.169	4.216.720	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8,50%	-	-	-	-	-	-	-	17.854.990	68.624.369	86.479.359	299.425.050	335.136.989	589.777.719	1.224.339.758
Brasil	Real	10,50%	71.765.464	56.944.375	128.709.839	135.082.917	204.791.397	129.072.208	468.946.522	11.815.750	134.615.237	146.430.987	123.922.410	200.558.653	90.131.132	414.612.195
			130.085.187	265.395.735	395.480.922	1.111.777.364	888.918.287	1.596.039.354	3.596.735.005	125.993.266	315.961.506	441.954.772	1.090.734.784	1.223.629.768	1.706.968.022	4.021.332.574

e. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

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	06-2012						12-2011														
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente											
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente							
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	9,56%	9,56%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	10,13%	10,17%	1.539.849	4.619.548	6.159.397	12.318.795	42.245.886	18.043.245	72.607.929	6.698.731	102.230.946	108.929.677	59.162.266	133.237.309	-	-	-	-	-	-	192.399.575		
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	10,38%	10,43%	748.713	29.596.307	30.345.020	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	10,49%	10,54%	767.136	2.301.408	3.068.544	20.769.745	16.166.929	36.936.674	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	8,41%	9,18%	525.645	1.576.936	2.102.581	4.205.163	28.166.960	32.372.123	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	12,76%	13,03%	1.241.427	3.724.281	4.965.708	13.800.690	-	46.367.778	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	12,84%	13,88%	46.664.750	46.664.750	46.664.750	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	6,63%	7,17%	1.244.100	3.732.301	4.976.401	9.952.803	34.980.179	55.031.154	99.964.136	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B8	Colombia	\$ Col	9,54%	8,51%	1.695.426	5.086.278	6.781.704	75.913.010	-	75.913.010	1.601.595	5.385.582	6.987.177	74.917.478	-	-	-	-	-	-	-	-	74.917.478	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	8,82%	7,77%	2.409.882	7.229.647	9.639.529	19.279.059	127.783.839	-	147.062.898	2.268.235	7.627.252	9.895.487	18.295.433	139.590.884	-	-	-	-	-	-	157.866.317	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B502	Colombia	\$ Col	6,21%	6,21%	-	-	-	-	-	142.540	9.063.816	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	7,44%	6,37%	463.312	1.389.936	1.853.248	25.149.366	-	25.149.366	369.477	1.242.417	1.611.894	24.349.062	-	-	-	-	-	-	-	-	24.349.062	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	9,14%	8,17%	494.605	1.483.815	1.978.420	22.378.883	-	22.378.883	467.694	1.572.686	2.040.380	22.071.605	-	-	-	-	-	-	-	-	22.071.605	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	8,57%	7,50%	500.128	1.500.383	2.000.511	4.001.021	4.001.021	25.665.320	33.667.362	469.953	1.580.283	2.050.236	3.790.614	32.393.688	-	-	-	-	-	-	36.184.302	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	8,82%	7,75%	354.396	23.255.214	23.609.610	-	-	346.784	1.166.108	-	-	1.512.892	21.620.973	-	-	-	-	-	-	-	21.620.973	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	6,20%	5,13%	736.302	2.208.907	2.945.209	5.890.420	43.042.978	-	48.933.398	717.221	2.411.754	3.128.975	5.785.056	46.931.965	-	-	-	-	-	-	52.717.021	-	
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú	Brasil	Real	12,35%	12,22%	16.166.906	2.792.779	18.959.685	32.333.818	-	32.333.818	2.539.943	23.718.519	26.258.462	43.973.620	34.824.619	-	-	-	-	-	-	-	78.798.239	-	
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú	Brasil	Real	10,26%	10,30%	667.330	2.001.992	2.669.322	5.338.644	28.238.046	-	33.576.690	2.577.076	8.665.772	11.242.848	20.786.524	32.496.725	90.131.132	-	-	-	-	-	143.414.381	-	
Extranjera	Coelce	Brasil	Itaú	Brasil	Real	11,48%	11,57%	2.199.608	6.598.823	8.798.431	17.596.861	41.192.707	55.997.809	114.787.377	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,57%	6,47%	74.515	223.544	298.059	596.117	596.117	5.353.168	6.545.402	75.800	254.886	330.686	611.394	1.775.041	5.728.426	-	-	-	-	-	8.114.861	-	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,25%	6,16%	74.885	224.656	299.541	599.083	599.083	6.229.920	7.428.088	75.424	253.624	329.048	608.367	6.582.587	-	-	-	-	-	-	7.190.954	-	
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,15%	6,06%	64.060	192.181	256.241	4.084.718	-	4.084.718	-	-	-	4.267.060	-	-	-	-	-	-	-	-	4.267.060	-	
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,41%	6,31%	77.110	4.886.432	4.963.542	-	-	-	78.051	262.457	340.508	4.868.653	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.868.653	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,38%	6,28%	78.593	4.967.990	5.046.583	-	-	-	77.300	259.934	337.234	4.919.966	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.919.966	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,86%	6,75%	76.368	4.935.861	5.012.229	-	-	-	79.552	267.504	347.056	4.950.085	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.950.085	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,61%	6,50%	73.370	220.111	293.481	586.962	586.962	6.009.709	7.183.633	160.276	-	160.276	-	-	10.819.378	-	-	-	-	-	-	10.819.378	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,54%	6,44%	80.509	241.527	322.036	644.072	644.072	8.464.110	9.752.254	83.851	281.959	365.810	2.639.913	-	-	8.220.849	-	-	-	-	-	10.860.762	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,73%	6,63%	57.464	172.393	229.857	3.576.963	-	-	3.576.963	115.630	388.820	504.450	-	-	5.903.654	-	-	-	-	-	-	5.903.654	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,70%	6,59%	153.879	10.214.377	10.368.256	-	-	-	83.988	282.422	366.410	677.444	6.208.170	-	-	-	-	-	-	-	-	6.885.614	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	US\$	6,47%	6,37%	111.022	333.065	444.087	5.543.452	-	-	5.543.452	59.850	201.252	261.102	3.783.487	-	-	-	-	-	-	-	-	3.783.487	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,73%	6,63%	76.146	228.439	304.585	609.172	5.436.628	-	6.045.800	87.568	294.460	382.028	706.319	6.190.863	-	-	-	-	-	-	-	6.897.182	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	6,09%	6,00%	80.643	241.924	322.567	645.130	645.130	4.639.372	5.929.632	79.307	266.681	345.988	639.685	6.096.813	-	-	-	-	-	-	-	6.736.498	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO SCOTIABANK	Perú	US\$	5,86%	5,78%	84.078	252.235	336.313	672.627	5.420.235	-	6.092.866	85.503	287.515	373.018	689.660	6.853.252	-	-	-	-	-	-	-	7.542.912	-
Extranjera	Edegel	Perú	BANCO CONTINENTAL	Perú	Soles	6,44%	6,34%	88.547	265.641	354.188																		

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. 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	06-2012							12-2011						
								Corriente			No Corriente				Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	No Corriente			Total No Corriente
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Uno a Tres Años				Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	537.812	1.614.383	2.152.195	4.312.422	4.324.325	15.636.568	24.273.315	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290
Extranjera	Edegel	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	2,02%	2.073.108	5.549.816	7.622.924	12.483.791	22.269.246	-	34.753.037	2.137.134	6.953.795	9.090.929	11.858.222	27.292.271	-	39.150.493
96.830.980-3	Gas Atacama S.A.	Chile	96.976.410-	Gasred S.A.	Chile	US\$	9,38%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	6,40%	1.258.881	3.245.323	4.504.204	2.991.387	-	-	2.991.387	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	2.604.306	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	3,54%	109.071	520.288	629.359	454.522	-	-	454.522	170.578	411.253	581.831	673.700	-	673.700	
Totales								3.978.872	10.929.810	14.908.682	20.242.122	26.593.571	15.636.568	62.472.261	4.054.004	12.925.753	16.979.757	19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789

d) Otras Obligaciones

h. 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	06-2012							12-2011						
								Corriente			No Corriente				Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	No Corriente			Total No Corriente
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Uno a Tres Años				Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	6.894.440	8.808.542	15.702.982	33.592.992	25.743.997	-	59.336.989	14.958.554	10.030.787	24.989.341	32.747.272	24.243.194	-	56.990.466
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	7.573.870	-	7.573.870	-	-	-	-	2.296.618	67.527	2.364.145	161.976	1.139.597	-	1.301.573
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	705.767	1.809.844	2.515.611	6.215.369	-	-	6.215.369	547.198	884.765	1.431.963	-	-	-	-
96.827.970-4	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	9,90%	-	501.721	501.721	-	-	-	-	-	3.930.734	3.930.734	-	-	-	-
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Otros	Brasil	US\$	10,75%	10.667.123	31.260.618	41.927.741	56.469.590	12.900.045	16.837.671	86.207.306	-	-	-	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96963440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	9.865.570	-	9.865.570	-	-	-	-	10.193.375	-	10.193.375	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energía E Servicios S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	-	4.985.072	14.536.342	19.521.414	35.811.077	30.567.337	21.958.053	88.336.467	-	-	-	-	-	-	-
Totales								40.691.842	56.917.067	97.608.909	132.089.028	69.211.379	38.795.724	240.096.131	27.995.745	14.913.813	42.909.558	32.909.248	25.382.791	-	58.292.039

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

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.
El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-06-2012 M\$	31-12-2011 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			59.185.354	42.323.083
	Dólares	Pesos chileno	45.409.243	22.805.258
	Dólares	Pesos Colombianos	80.400	5.634
	Dólares	Soles	5.013.307	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	8.682.404	16.310.223
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			9.942.712	10.100.793
	Dólares	Pesos chileno	9.942.712	10.100.793
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			9.590	379.862
	Dólares	Pesos chileno	9.590	379.862
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			69.137.656	52.803.738
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			69.137.656	52.803.738
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			9.155.308	9.733.400
	Dólares	Pesos chileno	9.155.308	9.733.400
Plusvalía			437.725.184	477.068.142
	Reales	Soles	9.194.299	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	278.614.607	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	12.108.148	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	125.830.625	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	11.977.505	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			446.880.492	486.801.542
TOTAL ACTIVOS			516.018.148	539.605.280

			30-06-2012							31-12-2011						
			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		50.017.053	102.606.562	152.623.615	659.277.925	373.165.031	492.837.254	1.525.280.210	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750
	Dólares	Pesos chileno	26.715.329	51.128.478	77.843.807	562.403.731	273.342.983	444.593.221	1.280.339.935	23.913.216	58.161.835	82.075.051	595.227.849	359.668.296	436.744.073	1.391.640.218
	Dólares	Reales	548.861	7.917.497	8.466.358	17.279.795	11.579.598	6.428.370	35.287.763	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730
	Dólares	Soles	5.584.861	23.468.467	29.053.328	33.999.040	62.498.453	41.815.663	138.313.156	5.801.056	19.711.792	25.512.848	35.378.771	79.518.586	50.698.749	165.596.106
	Dólares	Peso Argentino	17.168.002	20.092.120	37.260.122	45.595.359	25.743.997	-	71.339.356	19.914.191	19.534.795	39.448.986	50.051.842	26.994.854	-	77.046.696
TOTAL PASIVOS			50.017.053	102.606.562	152.623.615	659.277.925	373.165.031	492.837.254	1.525.280.210	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750

ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al											
	30-06-2012											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales bruto	661.424.440	84.401.851	51.478.799	11.964.931	6.879.182	9.593.482	7.426.330	5.787.804	3.883.922	247.014.082	1.089.854.825	164.766.410
Provisión de deterioro	(1.417.274)	(678.895)	(356.808)	(552.423)	(2.797.988)	(2.860.454)	(2.431.722)	(2.047.982)	(1.701.752)	(189.526.388)	(204.371.686)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	50.580.038	1.268.303	446.377	303.963	544.312	109.796	167.808	383.490	599.172	5.451.936	59.855.196	333.298.649
Provisión de deterioro	(1.594.531)	-	-	-	-	-	-	-	-	(877.523)	(2.472.054)	-
Total	708.992.673	84.991.259	51.568.368	11.716.472	4.625.507	6.842.825	5.162.416	4.123.311	2.781.342	62.062.107	942.866.281	498.065.059

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al											
	31-12-2011											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales bruto	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	366.906.201	1.064.989.760	182.387.693
Provisión de deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(161.000.694)	(187.293.252)	(999.510)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	57.740.000	1.220.415	429.523	292.486	523.760	105.650	161.472	5.288.580	576.549	34.893.534	101.231.969	261.940.267
Provisión de deterioro	(1.326.089)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.326.089)	-
Total	588.235.362	80.671.634	35.917.331	8.455.477	6.186.814	4.794.287	711.881	8.495.502	3.335.059	240.799.041	977.602.388	443.328.450

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al						Saldo al					
	30-06-2012						31-12-2011					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	8.759.590	629.155.896	92.311	32.268.544	8.851.901	661.424.440	7.908.458	513.850.924	92.748	20.756.846	8.001.206	534.607.770
Entre 1 y 30 días	1.723.931	78.704.627	11.091	5.697.224	1.735.022	84.401.851	2.128.913	75.776.992	16.026	4.163.691	2.144.939	79.940.683
Entre 31 y 60 días	417.434	48.397.750	32.047	3.081.050	449.481	51.478.799	423.750	28.581.320	49.184	7.091.515	472.934	35.672.835
Entre 61 y 90 días	122.755	9.878.611	333	2.086.321	123.088	11.964.931	133.395	11.531.589	795	1.343.007	134.190	12.874.596
Entre 91 y 120 días	114.494	4.996.574	97	1.882.608	114.591	6.879.182	113.101	7.636.149	6.420	1.260.655	119.521	8.896.804
Entre 121 y 150 días	101.762	7.990.301	90	1.603.181	101.852	9.593.482	98.637	6.367.912	8.836	1.216.584	107.473	7.584.496
Entre 151 y 180 días	90.557	5.934.773	3.441	1.491.557	93.998	7.426.330	89.794	3.355.049	8.423	2.116.440	98.217	5.471.489
Entre 181 y 210 días	35.338	4.588.776	234	1.199.028	35.572	5.787.804	36.235	7.811.862	3.180	1.083.419	39.415	8.895.281
Entre 211 y 250 días	20.930	2.763.671	29	1.120.250	20.959	3.883.921	24.108	3.162.199	2.565	977.406	26.673	4.139.605
superior a 251 días	676.095	236.471.176	10.558	10.542.907	686.653	247.014.083	847.486	331.712.072	43.791	35.194.129	891.277	366.906.201
Total	12.062.886	1.028.882.155	150.231	60.972.670	12.213.117	1.089.854.825	11.803.877	989.786.068	231.968	75.203.692	12.035.845	1.064.989.760

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	30-06-2012		31-12-2011	
	Numero de clientes	Monto M\$	Numero de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	36.204	20.794.180	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	12.177	14.946.170	11.033	26.318.280
Total	48.381	35.740.350	62.028	43.800.546

(*) La cobranza judicial se encuentra incluida en la cartera morosa.

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30-06-2012	30-06-2011
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	17.430.221	7.808.229
Provisión cartera repactada	34.637	527.254
Castigos del periodo	(2.817.130)	(3.705.353)
Recuperos del periodo	24.769	(24.137.874)
Total	14.672.497	(19.507.744)

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-06-2012		30-06-2011	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provision deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.819.212	2.243.620	1.666.206	2.128.200
Monto de las operaciones M\$	7.640.227	17.489.627	(22.000.757)	(15.802.391)

ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de los deudores comerciales:

Deudores comerciales	Saldo al											
	30-06-2012											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	253.072.380	753.947	20.241.940	866.137	40	1.201.986	41.921	691.817	13.417	72.541.659	349.425.244	147.496.467
-Grandes Clientes	203.215.677	753.947	20.241.940	866.137	40	1.201.986	41.921	691.817	13.417	72.541.659	299.568.541	4.334.342
-Clientes Institucionales	49.856.703	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.856.703	143.162.125
Provisión Deterioro	(301.489)	-	-	-	-	-	-	-	-	(58.229.874)	(58.531.363)	-
Servicios no facturados	110.291.327	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110.291.327	-
Servicios facturados	142.781.053	753.947	20.241.940	866.137	40	1.201.986	41.921	691.817	13.417	72.541.659	239.133.917	147.496.467
Deudores Comerciales Distribución	408.352.061	83.647.904	31.236.859	11.098.794	6.879.142	8.391.497	7.384.409	5.095.987	3.870.505	174.472.424	740.429.581	17.269.943
-Clientes Masivos	275.846.689	66.359.924	23.492.775	8.206.584	4.697.187	4.676.211	3.826.719	2.408.089	2.105.893	106.841.689	498.461.761	8.597.045
-Grandes Clientes	77.634.458	11.994.500	5.097.641	1.423.278	1.002.569	1.783.434	2.266.599	1.554.545	988.669	40.357.429	144.103.122	3.304.971
-Clientes Institucionales	54.870.914	5.293.479	2.646.442	1.468.932	1.179.386	1.931.852	1.291.091	1.133.353	775.944	27.273.305	97.864.699	5.367.927
Provisión Deterioro	(1.115.785)	(678.895)	(356.808)	(552.423)	(2.797.988)	(2.860.454)	(2.431.722)	(2.047.982)	(1.701.752)	(131.296.513)	(145.840.322)	-
Servicios no facturados	201.045.164	-	-	-	-	-	-	-	-	-	201.045.164	-
Servicios facturados	207.306.897	83.647.904	31.236.859	11.098.794	6.879.142	8.391.497	7.384.409	5.095.987	3.870.505	130.181.164	495.093.158	17.269.933
Total Deudores Comerciales Brutos	661.424.441	84.401.851	51.478.799	11.964.931	6.879.182	9.593.482	7.426.330	5.787.804	3.883.922	247.014.082	1.089.854.825	164.766.410
Total Provisión Deterioro	(1.417.274)	(678.895)	(356.808)	(552.423)	(2.797.988)	(2.860.454)	(2.431.722)	(2.047.982)	(1.701.752)	(189.526.387)	(204.371.685)	-
Total Deudores Comerciales Netos	660.007.166	83.722.956	51.121.991	11.412.509	4.081.195	6.733.029	4.994.608	3.739.821	2.182.170	57.487.695	885.483.140	164.766.410

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de los deudores comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Deudores comerciales	Saldo al											
	31-12-2011											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	276.162.422	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	364.840.933	148.953.896
-Grandes Clientes	219.872.741	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	308.551.252	586.863
-Clientes Institucionales	56.289.681	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.289.681	148.367.033
Provision Deterioro	(983.105)	-	-	(4.110.640)	(55.494)	-	-	-	-	(43.766.186)	(48.915.425)	-
Servicios no facturados	108.875.974	-	-	-	-	-	-	-	-	-	108.875.974	-
Servicios facturados	167.286.448	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	255.964.959	148.953.896
Deudores Comerciales Distribución	258.445.348	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	289.757.395	700.148.827	33.433.797
-Clientes Masivos	112.922.763	60.157.006	28.341.140	2.984.669	5.486.134	5.666.497	2.738.905	7.186.606	2.699.305	249.080.158	477.263.185	9.995.784
-Grandes Clientes	94.208.438	11.240.026	4.312.588	1.311.741	1.519.470	621.819	635.550	776.703	1.015.465	38.272.310	153.914.110	4.622.940
-Clientes Institucionales	51.314.147	6.338.337	2.934.135	1.293.357	1.398.194	1.157.657	773.970	931.972	424.836	2.404.928	68.971.532	18.815.073
Provision Deterioro	(1.803.214)	(489.464)	(185.027)	(600.965)	(3.178.256)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(117.234.508)	(138.377.827)	(999.510)
Servicios no facturados	150.400.140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	150.400.140	-
Servicios facturados	108.045.208	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	289.757.395	549.748.687	33.433.797
Total Deudores Comerciales Brutos	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	366.906.201	1.064.989.760	182.387.693
Total Provisión Deterioro	(2.786.319)	(489.464)	(185.027)	(4.711.605)	(3.233.750)	(2.895.859)	(4.921.080)	(5.688.359)	(1.381.095)	(161.000.694)	(187.293.252)	(999.510)
Total Deudores Comerciales Netos	531.821.451	79.451.219	35.487.808	8.162.991	5.663.054	4.688.637	550.409	3.206.922	2.758.510	205.905.507	877.696.508	181.388.183

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al										
	30-06-2012										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	230.781.308	753.947	20.241.940	794.046	40	1.201.986	1.579	691.817	13.417	72.541.659	327.021.739
-Grandes Clientes	180.924.605	753.947	20.241.940	794.046	40	1.201.986	1.579	691.817	13.417	72.541.659	277.165.036
-Clientes Institucionales	49.856.703	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.856.703
Cartera repactada	22.291.072	-	-	72.091	-	-	40.342	-	-	-	22.403.505
-Grandes Clientes	22.291.072	-	-	72.091	-	-	40.342	-	-	-	22.403.505
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	398.374.589	77.950.680	28.155.809	9.084.564	4.996.534	6.788.315	5.933.194	3.896.959	2.750.255	163.929.517	701.860.416
-Clientes Masivos	268.425.884	61.787.347	21.241.824	6.769.048	3.427.546	3.577.961	2.847.714	1.554.128	1.370.996	98.949.358	469.951.805
-Grandes Clientes	76.427.951	11.404.300	4.852.492	1.304.300	918.938	1.724.123	2.213.744	1.499.748	932.425	40.103.579	141.381.599
-Clientes Institucionales	53.520.754	4.759.033	2.061.494	1.011.217	650.051	1.486.232	871.736	843.083	446.833	24.876.580	90.527.012
Cartera repactada	9.977.472	5.697.224	3.081.050	2.014.230	1.882.608	1.603.181	1.451.215	1.199.028	1.120.251	10.542.907	38.569.165
-Clientes Masivos	7.420.805	4.572.577	2.250.950	1.437.537	1.269.641	1.098.250	979.005	853.961	734.897	7.892.261	28.509.884
-Grandes Clientes	1.206.507	590.200	245.150	118.978	83.632	59.311	52.855	54.797	56.243	253.946	2.721.620
-Clientes Institucionales	1.350.160	534.446	584.949	457.715	529.335	445.620	419.355	290.270	329.111	2.396.700	7.337.661
Total cartera bruta	661.424.440	84.401.851	51.478.799	11.964.931	6.879.182	9.593.482	7.426.330	5.787.804	3.883.922	247.014.083	1.089.854.825

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2011										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	256.097.955	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	339.497.793
-Grandes Clientes	206.702.908	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	290.102.745
-Clientes Institucionales	49.395.047	-	-	-	-	-	-	-	-	-	49.395.047
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	257.752.969	73.571.679	25.686.651	6.803.939	7.143.144	6.367.912	2.419.405	7.811.862	3.162.199	259.568.517	650.288.276
-Clientes Masivos	116.163.607	56.976.736	19.972.918	4.801.938	5.568.695	5.865.662	1.812.061	7.121.529	2.250.787	224.276.812	444.810.744
-Grandes Clientes	93.126.921	11.031.598	3.980.710	1.152.224	1.453.185	490.552	554.707	690.333	911.412	35.291.705	148.683.347
-Clientes Institucionales	48.462.441	5.563.345	1.733.023	849.777	121.264	11.698	52.637	-	-	-	56.794.184
Cartera repactada	20.756.846	4.163.691	7.091.515	1.343.007	1.260.655	1.216.584	2.116.440	1.083.419	977.406	35.194.128	75.203.691
-Clientes Masivos	16.403.309	3.111.313	5.410.638	690.352	622.125	532.578	857.606	349.526	267.212	10.304.763	38.549.421
-Grandes Clientes	1.131.708	224.970	341.266	167.209	72.709	139.446	86.961	90.179	108.624	3.024.804	5.387.875
-Clientes Institucionales	3.221.829	827.408	1.339.612	485.446	565.821	544.560	1.171.873	643.714	601.570	21.864.562	31.266.395
Total cartera bruta	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	366.906.201	1.064.989.760