

---

**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 septiembre de 2012**

## **ENERSIS y FILIALES**

**Miles de Pesos**

---

**El presente documento consta de 2 secciones:**

- Estados Financieros Consolidados**
- Notas a los Estados Financieros Consolidados**

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

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

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	782.662.802	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	6	1.476.171	939.220
Otros activos no financieros corriente		100.539.038	72.466.312
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	837.818.682	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	33.580.107	35.282.592
Inventarios	9	99.842.426	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	10	135.212.150	141.827.684
<b>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</b>		<b>1.991.131.376</b>	<b>2.525.965.008</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-
<b>Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>1.991.131.376</b>	<b>2.525.965.008</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros no corrientes	6	68.864.987	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes		88.600.532	109.501.108
Derechos por cobrar no corrientes	7	475.095.840	443.328.450
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	12.386.913	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.146.093.735	1.467.398.214
Plusvalía	14	1.394.213.916	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	15	7.085.450.855	7.242.731.006
Propiedad de inversión	16	38.331.943	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	17	445.616.696	379.938.628
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>10.754.655.417</b>	<b>11.207.905.744</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>		<b>12.745.786.793</b>	<b>13.733.870.752</b>

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

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

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	18	642.951.020	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	977.064.887	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	155.553.906	157.177.638
Otras provisiones corrientes	22	87.342.883	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	10	162.109.953	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		87.406.638	60.653.304
<b>Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>2.112.429.287</b>	<b>2.460.533.635</b>
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>2.112.429.287</b>	<b>2.460.533.635</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	2.847.453.200	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	12.176.248	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	-
Otras provisiones no corrientes	22	199.892.465	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	17	547.894.417	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	246.937.212	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes		70.382.831	102.985.451
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>3.924.736.373</b>	<b>4.377.183.260</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>6.037.165.660</b>	<b>6.837.716.895</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	24.1	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.343.296.922	2.232.968.880
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(1.530.810.682)	(1.320.882.757)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>3.796.128.723</b>	<b>3.895.728.606</b>
Participaciones no controladoras	24.6	2.912.492.410	3.000.425.251
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>		<b>6.708.621.133</b>	<b>6.896.153.857</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>12.745.786.793</b>	<b>13.733.870.752</b>

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

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2012 M\$	2011 M\$	2012 M\$	2011 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	4.713.328.305	4.645.607.830	1.535.822.921	1.587.952.271
Otros ingresos, por naturaleza	25	182.982.245	203.191.646	64.784.001	59.125.527
<b>Total de Ingresos</b>		<b>4.896.310.550</b>	<b>4.848.799.476</b>	<b>1.600.606.922</b>	<b>1.647.077.798</b>
Materias primas y consumibles utilizados	26	(2.775.881.439)	(2.683.199.865)	(875.894.357)	(882.704.835)
<b>Margen de Contribución</b>		<b>2.120.429.111</b>	<b>2.165.599.611</b>	<b>724.712.565</b>	<b>764.372.963</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		36.027.420	35.664.973	12.578.812	13.110.730
Gastos por beneficios a los empleados	27	(302.481.117)	(269.352.057)	(95.421.151)	(95.955.283)
Gasto por depreciación y amortización	28	(331.391.644)	(313.264.863)	(113.415.947)	(107.241.366)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(22.722.131)	1.048.188	(5.232.504)	(14.754.203)
Otros gastos por naturaleza	29	(372.851.904)	(420.265.522)	(115.562.130)	(95.167.041)
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>1.127.009.735</b>	<b>1.199.430.330</b>	<b>407.659.645</b>	<b>464.365.800</b>
Otras ganancias (pérdidas)	30	4.199.142	(6.796.039)	2.451.855	357.796
Ingresos financieros	31	122.016.539	134.088.523	32.562.437	40.919.181
Costos financieros	31	(338.726.474)	(320.468.062)	(104.395.538)	(102.844.638)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	7.754.143	5.847.995	2.417.588	1.525.820
Diferencias de cambio	31	(14.017.076)	9.276.785	(4.489.643)	8.608.060
Resultado por unidades de reajuste	31	(6.876.024)	(17.038.304)	989.010	(3.936.594)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>901.359.985</b>	<b>1.004.341.228</b>	<b>337.195.354</b>	<b>408.995.425</b>
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(266.950.568)	(316.549.872)	(91.744.127)	(137.921.565)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>634.409.417</b>	<b>687.791.356</b>	<b>245.451.227</b>	<b>271.073.860</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>634.409.417</b>	<b>687.791.356</b>	<b>245.451.227</b>	<b>271.073.860</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		264.557.423	319.025.580	101.936.569	117.269.300
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		369.851.994	368.765.776	143.514.658	153.804.560
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>634.409.417</b>	<b>687.791.356</b>	<b>245.451.227</b>	<b>271.073.860</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	8,10	9,77	3,12	3,59
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	8,10	9,77	3,12	3,59
<b>Ganancias por acción diluidas</b>					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	8,10	9,77	3,12	3,59
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	8,10	9,77	3,12	3,59

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

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

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2012 M\$	2011 M\$	2012 M\$	2011 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>634.409.417</b>	<b>687.791.356</b>	<b>245.451.227</b>	<b>271.073.860</b>
<b>Componentes de otro resultado integral antes de impuestos</b>					
<b>Diferencias de cambio por conversión</b>					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión, antes de impuestos		(438.560.586)	243.429.400	(243.892.617)	5.401.222
<b>Total diferencias de cambio por conversión</b>		<b>(438.560.586)</b>	<b>243.429.400</b>	<b>(243.892.617)</b>	<b>5.401.222</b>
<b>Activos financieros disponibles para la venta</b>					
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta antes de impuestos		(315)	(2.642)	(1.176)	(1.474)
<b>Total activos financieros disponibles para la venta</b>		<b>(315)</b>	<b>(2.642)</b>	<b>(1.176)</b>	<b>(1.474)</b>
<b>Coberturas del flujo de efectivo</b>					
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		63.642.964	(88.343.833)	40.105.121	(88.470.885)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo, antes de impuestos		(2.579.872)	(12.797.529)	(4.193.480)	(9.730.317)
<b>Total coberturas del flujo de efectivo</b>		<b>61.063.092</b>	<b>(101.141.362)</b>	<b>35.911.641</b>	<b>(98.201.202)</b>
<b>Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos</b>		<b>178.754</b>	<b>(1.491.871)</b>	<b>70.333</b>	<b>670.142</b>
<b>Total Otros componentes de otro resultado integral antes de impuestos</b>		<b>(377.319.055)</b>	<b>140.793.525</b>	<b>(207.911.819)</b>	<b>(92.131.312)</b>
<b>Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral</b>					
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(8)	449	138	251
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(13.352.141)	20.417.589	(10.245.495)	19.764.726
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		52.128	428.493	85.579	(1.036.920)
<b>Total de impuestos a las ganancias</b>		<b>(13.300.021)</b>	<b>20.846.531</b>	<b>(10.159.778)</b>	<b>18.728.057</b>
<b>Total Otro Resultado Integral</b>		<b>(390.619.076)</b>	<b>161.640.056</b>	<b>(218.071.597)</b>	<b>(73.403.255)</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>243.790.341</b>	<b>849.431.412</b>	<b>27.379.630</b>	<b>197.670.605</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		55.685.072	349.777.808	12.856.187	47.375.925
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		188.105.269	499.653.604	14.523.443	150.294.680
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>243.790.341</b>	<b>849.431.412</b>	<b>27.379.630</b>	<b>197.670.605</b>

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 30 de septiembre 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				
<b>Saldo Inicial al 01/01/2012</b>	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
<b>Cambios en patrimonio</b>												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									264.557.423	264.557.423	369.851.994	634.409.417
Otro resultado integral			(239.461.323)	30.358.385	230.882	(323)	28	(208.872.351)		(208.872.351)	(181.746.725)	(390.619.076)
Resultado integral										55.685.072	188.105.269	243.790.341
Dividendos									(154.460.263)	(154.460.263)		(154.460.263)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			-		(230.882)		(824.692)	(1.055.574)	230.882	(824.692)	(276.038.110)	(276.862.802)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(239.461.323)	30.358.385	-	(323)	(824.664)	(209.927.925)	110.328.042	(99.599.883)	(87.932.841)	(187.532.724)
<b>Saldo Final al 30/09/2012</b>	<b>2.824.882.835</b>	<b>158.759.648</b>	<b>(62.838.655)</b>	<b>30.048.120</b>	<b>-</b>	<b>13.513</b>	<b>(1.498.033.660)</b>	<b>(1.530.810.682)</b>	<b>2.343.296.922</b>	<b>3.796.128.723</b>	<b>2.912.492.410</b>	<b>6.708.621.133</b>
<b>Saldo Inicial al 01/01/2011</b>	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
<b>Cambios en patrimonio</b>												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									319.025.580	319.025.580	368.765.776	687.791.356
Otro resultado integral			75.875.638	(44.526.838)	(594.935)	(1.637)	-	30.752.228		30.752.228	130.887.828	161.640.056
Resultado integral											349.777.808	849.431.412
Dividendos									(193.034.066)	(193.034.066)		(193.034.066)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			3.236.883		594.935		19.399.969	23.231.787	(18.722.786)	4.509.001	(264.140.099)	(259.631.098)
Total de cambios en patrimonio	-	-	79.112.521	(44.526.838)	-	(1.637)	19.399.969	53.984.015	107.268.728	161.252.743	235.513.505	396.766.248
<b>Saldo Final al 30/09/2011</b>	<b>2.824.882.835</b>	<b>158.759.648</b>	<b>192.391.411</b>	<b>(3.743.375)</b>	<b>-</b>	<b>40.188</b>	<b>(1.486.491.565)</b>	<b>(1.297.803.341)</b>	<b>2.210.958.237</b>	<b>3.896.797.379</b>	<b>3.013.996.825</b>	<b>6.910.794.204</b>

## ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

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

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre	
		2012 M\$	2011 M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		5.782.965.768	5.749.515.628
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		65.796.607	60.940.405
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		-	-
Otros cobros por actividades de operación		259.047.468	243.434.732
<b>Clases de pagos</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.194.536.965)	(3.097.168.021)
Pagos procedentes de contratos mantenidos para intermediación o para negociar		-	2.537
Pagos a y por cuenta de los empleados		(310.205.238)	(277.900.050)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(4.695.902)	(3.194.840)
Otros pagos por actividades de operación		(1.030.024.790)	(1.094.029.864)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(377.590.181)	(328.793.608)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(183.925.622)	(180.245.957)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>1.006.831.145</b>	1.072.560.962
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		-	12.662.234
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		400.344	3.578.768
Compras de propiedades, planta y equipo		(374.535.018)	(353.971.126)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	7.591.006
Compras de activos intangibles		(142.113.526)	(133.280.056)
Compras de otros activos a largo plazo		(2.346.720)	(1.854.895)
Anticipos de efectivo y préstamos concedidos a terceros		-	(1.258.611)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		-	-
Dividendos recibidos		6.848.284	4.012.669
Intereses recibidos		43.027.279	15.455.922
Otras entradas (salidas) de efectivo		(24.312.119)	6.290.518
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(493.031.476)</b>	(440.773.571)
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>		<b>331.334.292</b>	491.955.812
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		238.472.940	58.077.250
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		92.861.352	433.878.562
Préstamos de entidades relacionadas		-	-
Pagos de préstamos		(540.161.471)	(448.529.016)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(7.417.374)	(8.640.208)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	-
Dividendos pagados		(437.636.861)	(566.337.573)
Intereses pagados		(203.679.096)	(186.250.863)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(21.936.630)	(5.251.186)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(879.497.140)</b>	(723.053.034)
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios</b>		<b>(365.697.471)</b>	(91.265.643)
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(71.560.995)	67.364.582
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(437.258.466)</b>	(23.901.061)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	1.219.921.268	961.355.037
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	5	<b>782.662.802</b>	937.453.976

**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.....	120
35. DOTACIÓN.....	121
36. SANCIONES.....	121
37. HECHOS POSTERIORES.....	124
38. MEDIO AMBIENTE.....	127
39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES Y SOCIEDADES DE CONTROL CONJUNTO.....	128
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS: .....	130
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN: .....	134
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS: .....	135
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA: .....	136
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA: .....	141
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012: .....	143
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:.....	147

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE 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 11.093 trabajadores al 30 de septiembre de 2012. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2012 fue de 11.006 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 septiembre 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 06 de noviembre de 2012.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 30 de septiembre 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 septiembre 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 periodo 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.I.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 periodo 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 7,54% y un 10,17%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 21.108.541 y M\$ 23.068.441 durante los periodos terminados al 30 de septiembre 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\$ 23.627.678 y M\$ 22.450.011 durante los periodos terminados al 30 de septiembre 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
<b>Instalaciones de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35-65
Equipo electromecánico	10-40
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-25
Renovables	35
<b>Instalaciones de transporte y distribución:</b>	
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 septiembre 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.I)

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 septiembre de 2012 y 2011 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2012 y 2011, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 12.399.742 y M\$ 13.214.962, 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	14 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 al 30 de septiembre de 2012 y 2011 ascendió a M\$ 826.869 y M\$ 1.391.315, respectivamente.

#### 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 (ver 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 septiembre de 2012 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el periodo 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 periodo terminado al 30 de septiembre 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 del presente ejercicio, 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 se aplicó retroactivamente a la presentación del estado de flujos de efectivo consolidado correspondiente al periodo terminado al 30 de septiembre 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. En 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; Chilectra entregó a la CNE el estudio, el 3 de septiembre de 2012, cuyo resultado pesa 1/3 en el valor de las nuevas tarifas. El 2/3 restante lo aporta el estudio que realiza la CNE.

### 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 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, fijó un nuevo valor para dicha tasa y expidió 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, los cuales estarán vigentes hasta octubre de 2013 o hasta que la Comisión apruebe nuevos cargos. 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. Los mayores a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

- 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 unicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. 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, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad. 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Efectivo en caja	2.069.190	1.287.851
Saldos en bancos	154.402.364	269.065.858
Depósitos a corto plazo	478.277.136	398.152.529
Otros instrumentos de renta fija	147.914.112	551.415.030
<b>Total</b>	<b>782.662.802</b>	<b>1.219.921.268</b>

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	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
\$ Chilenos	161.440.655	535.594.942
\$ Arg	20.353.164	27.058.157
\$ Col	160.668.410	268.199.899
Real	354.621.700	278.155.164
Soles	46.662.004	38.902.348
US\$	38.916.869	72.010.758
<b>Total</b>	<b>782.662.802</b>	<b>1.219.921.268</b>

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

Desapropiaciones de subsidiarias	30-09-2012 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)
<b>Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)</b>	-	<b>(8.649.102)</b>

(\*) ver nota 2.4.1

## 6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.849.968	2.805.803
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	30.314	86.852
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento	-	-	30.060.707	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	22.205	748.078	34.349.259	12.178.355
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	1.449.935	47.504	-	-
Otros activos	4.031	143.638	1.574.739	1.490.091
<b>Total</b>	<b>1.476.171</b>	<b>939.220</b>	<b>68.864.987</b>	<b>37.355.061</b>

(\*) 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-09-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>1.000.819.527</b>	<b>475.097.539</b>	<b>1.166.221.729</b>	<b>444.327.960</b>
Deudores comerciales, bruto	906.693.023	158.483.052	1.064.989.760	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	94.126.504	316.614.487	101.231.969	261.940.267

  

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-09-2012		31-12-2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>837.818.682</b>	<b>475.095.840</b>	<b>977.602.388</b>	<b>443.328.450</b>
Deudores comerciales, neto	749.192.527	158.481.353	877.696.508	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	88.626.155	316.614.487	99.905.880	261.940.267

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar por aplicación de CINIIF 12 “Acuerdos sobre Concesión de Servicios” por un monto de M\$ 282.669.338 (M\$ 212.947.609 a diciembre de 2011); cuentas por cobrar al personal por M\$ 29.559.171 (M\$20.411.550 a diciembre de 2011); cuentas por cobrar por siniestro por terremoto y otras indemnizaciones por recibir por M\$ 22.635.988 (M\$ 24.261.059 a diciembre de 2011) y cuentas por cobrar Atacama Finance por M\$ 6.514.337 (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 septiembre 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 septiembre 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	
	30-09-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	112.673.264	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	18.555.375	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	50.199.435	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	79.100.351	114.487.265
<b>Total</b>	<b>260.528.425</b>	<b>264.470.360</b>

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

<b>Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro</b>	<b>Corriente y no corriente M\$</b>
<b>Saldo al 1 de enero de 2011</b>	<b>194.759.159</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	18.649.480
Montos castigados	(7.046.353)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(16.743.435)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>189.618.851</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.722.131
Montos castigados	(7.990.591)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(41.347.847)
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2012</b>	<b>163.002.544</b>

(\*) 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	
							30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	38.437	208.118	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	30.810	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	4.230	4.230	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	74	107	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	27	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	26.633	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	797.042	630.091	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Venta de Energía	Menos de 90 días	9.965.635	2.135.015	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Peajes	Menos de 90 días	20.150.793	21.546.570	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	600.653	158.079	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa 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	568.173	-	-	-
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	539.781	591.541	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	368.606	379.862	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	439.158	317.563	-	-
<b>Total</b>							<b>33.580.107</b>	<b>35.282.592</b>	-	-

#### 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	
							30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	653.835	995.885	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	109.116	130.841	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	48.815.902	69.240.261	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	34.727.404	27.306.717	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	3.011.190	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Más de un año	-	1.207.252	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	181.866	182.599	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	13.547	60.659	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	83.817	152.402	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	30.869	538.373	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Compra combustible	Menos de 90 días	7.639.947	19.615.744	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Real	Transporte de energía	Menos de 90 días	20.551.645	21.546.571	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	1.275	3.081	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	753	68.039	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	36.987.220	8.517.317	-	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Compra de Carbón	Menos de 90 días	521.592	5.586.847	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	2.000.680	-	-	-
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	121.925	124.977	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	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	37.402	44.705	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	4.782	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	63.921	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	México	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	222.468	-	-
<b>Total</b>							<b>155.553.906</b>	<b>157.177.638</b>	-	-

- (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	30-09-2012 Totales M\$	30-09-2011 Totales M\$
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	161.530	39.646
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	(4.343.985)	(10.214.790)
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	35.439	39.160
Extranjera	E E Piura	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	170.287	54.665
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	40.601	24.268
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(15.493)	(4.490)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	20.345
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(117.384)
Extranjera	Endesa Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	75.041
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(15.128.681)	-
Extranjera	Endesa Trading	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(705.859)	-
Extranjera	Generalima S.A.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	23.890	248.806
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(112.614.683)	(98.465.857)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(25.579.742)	(20.294.384)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	220.493	29.319
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros ingresos financieros	14.277	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	683.962	103.432
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	482.954	-
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	50.116	(36.565)
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	2.475	(32.714)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(839.149)	(667.663)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(730.478)	(2.097.122)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	7.200	32.721
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.469.098)	(3.053.653)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	77.742	4.460
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	(97.053)	-
Extranjera	Enel Energy Europe	Italia	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	(88.428)	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(1.500.907)	(2.181.796)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(576.766)	-
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(16.708.358)	(17.803.256)
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	284.898
Extranjera	Central Termica San Martin	Argentina	Asociada	Otros Ingresos financieros	-	209.727
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Compras de Energía	(2.674.732)	(12.070)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	(4.437)	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	2.671.924	875
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(328.296)	-
Extranjera	EOSC	España	Matriz Ultima	Otros ingresos de explotación	39.075	-
Extranjera	ENEL Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	19.214
Extranjera	PH Chucos Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	439.159	87.656
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(6.133)	-
76.583.350-7	Konecta Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	1.287
<b>Total</b>					<b>(178.291.154)</b>	<b>(153.706.224)</b>

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 septiembre 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 septiembre de 2012 y 2011:

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2012				
			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 - septiembre 2012	79.710	-	-	-
	Extranjero Andrea Bentran (1)	Vicepresidente	enero - septiembre 2012	-	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - septiembre 2012	39.855	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - septiembre 2012	40.262	-	11.773	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - septiembre 2012	40.669	-	12.181	-
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2012	40.669	-	12.181	-
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - septiembre 2012	39.855	-	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>281.020</b>	<b>-</b>	<b>36.135</b>	<b>-</b>

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2011				
			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 - septiembre 2011	57.817	-	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - septiembre 2011	28.134	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - septiembre 2011	28.909	-	7.729	1.559
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - septiembre 2011	28.909	-	7.729	1.951
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2011	28.909	-	7.729	1.951
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - septiembre 2011	28.909	-	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>201.587</b>	<b>-</b>	<b>23.187</b>	<b>5.461</b>

(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
7.984.912-K	Eduardo Escaffi Johnson (1)	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 Larraín Medina	Gerente Regional de Comunicación
23.014.537-7	Carlos Niño Forero	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.706.387-0	Eduardo Lopez Miller	Gerente Regional de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal

(1) El Sr. Eduardo Escaffi Johnson asumió como Gerente Regional de Finanzas el 1° de septiembre de 2012 en reemplazo de Alfredo Ergas S. quien renunció con fecha 27 de agosto de 2012.

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

	Saldo al	
	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
Remuneración	2.030.682	1.977.778
Beneficios a corto plazo para los empleados	926.134	672.814
Otros beneficios a largo plazo	481.658	116.778
<b>Total</b>	<b>3.438.474</b>	<b>2.767.370</b>

## 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Mercaderías	7.144.900	2.575.623
Suministros para la producción	53.583.925	35.893.349
Otros inventarios (*)	39.113.601	39.456.572
<b>Total</b>	<b>99.842.426</b>	<b>77.925.544</b>
<b>Detalle de otros inventarios</b>		
<b>(*) Otros inventarios</b>	<b>39.113.601</b>	<b>39.456.572</b>
Inventarios para proyectos y repuestos	27.387.453	26.562.119
Materiales eléctricos	11.726.148	12.894.453

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de septiembre de 2012 las materias primas e insumos reconocidos como costo de ventas ascienden a M\$ 602.100.613 (M\$ 595.644.374 al 30 de septiembre de 2011). Ver nota 26.

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

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Pagos provisionales mensuales	67.940.570	84.429.230
IVA crédito fiscal	49.302.878	39.192.265
Crédito por utilidades absorbidas	1.602.453	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	196.898	7.040
Otros	16.169.351	10.131.741
<b>Total</b>	<b>135.212.150</b>	<b>141.827.684</b>

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Impuesto a la renta	76.961.620	110.516.971
IVA débito fiscal	30.530.801	45.054.989
Impuesto de timbres y estampillas	-	136
Otros	54.617.532	80.281.146
<b>Total</b>	<b>162.109.953</b>	<b>235.853.242</b>

## 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 tercer trimestre 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 30/09/2012 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 30/09/2012
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.733.400	3.373.374	(3.588.468)	(897.378)	565.362	9.186.290	-	9.186.290
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	4.046.794	(2.755.918)	763.377	(37.695)	2.016.558	(2.016.558)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	-	310.253	-	(10.197)	(6.657)	293.399	-	293.399
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.428.480	26.041	-	(571.388)	(32)	2.883.101	-	2.883.101
Extranjera	Sacme S.A.	Argentina	Peso argentino	50,00%	31.382	(2.319)	-	(4.940)	-	24.123	-	24.123
<b>TOTALES</b>					<b>13.193.262</b>	<b>7.754.143</b>	<b>(6.344.386)</b>	<b>(720.526)</b>	<b>520.978</b>	<b>14.403.471</b>	<b>(2.016.558)</b>	<b>12.386.913</b>

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 Cemsa 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)	-	-	-
<b>TOTALES</b>					<b>14.101.652</b>	<b>8.465.904</b>	<b>(4.142.727)</b>	<b>1.071.095</b>	<b>(15.176.506)</b>	<b>4.319.418</b>	<b>8.873.844</b>	<b>13.193.262</b>

(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 septiembre 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 septiembre 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 septiembre 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%	51.251.239	862.126	45.706.475	-	2.742.073	(2.684.204)	57.869
GNL Quintero S.A	20,00%	66.615.166	539.757.259	27.878.687	612.780.108	77.076.287	(56.842.315)	20.233.972
Electrogas S.A.	42,50%	3.712.488	38.771.063	7.053.363	13.815.389	14.167.295	(6.229.969)	7.937.326

  

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 septiembre 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 septiembre 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%	9.185.556	121.494.429	3.555.676	799.016	-	(2.622.123)	(2.622.123)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	2.787.787	10.067.005	369.049	1.052.599	1.712.849	(1.012.195)	700.654
Gas Atacama S.A.	50,00%	95.640.374	278.164.948	48.334.840	41.051.799	90.227.949	(63.594.896)	26.633.053
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	21.352.377	99.205.932	25.440.758	33.476.752	56.121.177	(50.668.628)	5.452.549

  

	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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Activos intangibles	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>Activos Intangibles netos</b>	<b>1.146.093.735</b>	<b>1.467.398.214</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	33.251.584	33.716.526
Concesiones Neto (1) (*)	1.055.421.064	1.369.031.940
Costos de Desarrollo	9.766.292	10.282.488
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.563.221	2.363.933
Programas Informáticos	43.239.476	48.745.282
Otros Activos Intangibles Identificables	2.852.098	3.258.045

Activos intangibles	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>Activos Intangibles bruto</b>	<b>2.140.930.699</b>	<b>2.361.625.560</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	40.937.807	40.322.337
Concesiones	1.909.984.946	2.145.097.304
Costos de Desarrollo	18.067.264	17.698.378
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	9.212.031	9.237.477
Programas Informáticos	150.553.311	139.315.361
Otros Activos Intangibles Identificables	12.175.340	9.954.703

Activos intangibles	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(994.836.964)</b>	<b>(894.227.346)</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	(7.686.223)	(6.605.811)
Concesiones	(854.563.882)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(8.300.972)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(7.648.810)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(107.313.835)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(9.323.242)	(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	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	5 Años	10.023.084	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	15 Años	594.607.642	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	16 Años	450.790.338	623.594.980
<b>TOTAL</b>				<b>1.055.421.064</b>	<b>1.369.031.940</b>

(\*) Ver nota 3d.1)

Durante el tercer trimestre 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\$ 111.326.667 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.(1))

La composición y movimientos del activo intangible durante el tercer trimestre 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\$
<b>Saldo Inicial al 01/01/2012</b>	10.282.488	33.716.526	1.369.031.940	2.363.933	48.745.282	3.258.045	<b>1.467.398.214</b>
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Adiciones	1.472.806	413.337	107.943.964	280.392	4.935.497	25.357	<b>115.071.353</b>
Retiros	(757.359)	(5.016)	(1.589.394)	(1)	-	-	<b>(2.351.770)</b>
Amortización (*)	(1.094.589)	(491.420)	(58.388.062)	(937.201)	(8.182.837)	(360.403)	<b>(69.454.512)</b>
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(187.469)	(492.536)	(212.835.645)	(27.272)	(4.030.507)	(44.990)	<b>(217.618.419)</b>
Otros incrementos (disminuciones)	50.415	110.693	(148.741.739)	(116.630)	1.772.041	(25.911)	<b>(146.951.131)</b>
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>(516.196)</b>	<b>(464.942)</b>	<b>(313.610.876)</b>	<b>(800.712)</b>	<b>(5.505.806)</b>	<b>(405.947)</b>	<b>(321.304.479)</b>
<b>Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 30/09/2012</b>	<b>9.766.292</b>	<b>33.251.584</b>	<b>1.055.421.064</b>	<b>1.563.221</b>	<b>43.239.476</b>	<b>2.852.098</b>	<b>1.146.093.735</b>

(\*) 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\$
<b>Saldo inicial al 01/01/2011</b>	8.741.017	31.698.726	1.360.183.077	2.872.877	44.247.169	4.843.539	<b>1.452.586.405</b>
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Adiciones	2.897.310	500.709	173.836.828	718.039	13.095.987	22.860	<b>191.071.733</b>
Retiros	(813.771)	-	(8.618.410)	-	(182.691)	(20.853)	<b>(9.635.725)</b>
Amortización	(1.044.292)	(341.988)	(88.675.941)	(1.379.500)	(10.797.238)	(442.587)	<b>(102.681.546)</b>
Diferencias de conversión de moneda extranjera	517.527	276.864	(17.416.448)	98.355	1.325.759	161.688	<b>(15.036.255)</b>
Otros incrementos (disminuciones)	(15.303)	1.582.215	(50.277.166)	54.162	1.056.296	(1.306.602)	<b>(48.906.398)</b>
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>1.541.471</b>	<b>2.017.800</b>	<b>8.848.863</b>	<b>(508.944)</b>	<b>4.498.113</b>	<b>(1.585.494)</b>	<b>14.811.809</b>
<b>Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2011</b>	<b>10.282.488</b>	<b>33.716.526</b>	<b>1.369.031.940</b>	<b>2.363.933</b>	<b>48.745.282</b>	<b>3.258.045</b>	<b>1.467.398.214</b>

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 septiembre de 2012 (Ver nota 3e).

Al 30 de septiembre 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 septiembre 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 30/09/2012 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	-	(38.639.378)	197.883.926
Investluz S.A.	121.789.611	-	(1.629.587)	120.160.024	-	(19.629.814)	100.530.210
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	-	(214.825)	11.374.804
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	-	(2.129.051)	10.693.609
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	-	(149.826)	7.933.168
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	38.505.616	-	6.005.693	44.511.309	-	(2.484.957)	42.026.352
Cachoeira Dourada S.A.	87.903.465	-	(1.176.179)	86.727.286	-	(14.168.110)	72.559.176
Edegel S.A.A	72.931.068	-	10.848.527	83.779.595	-	(4.677.208)	79.102.387
Emgesa S.A. E.S.P.	4.673.418	-	467.264	5.140.682	-	(96.302)	5.044.380
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	-	(739)	12.500
<b>Total</b>	<b>1.477.021.924</b>	<b>(14.379.823)</b>	<b>13.762.025</b>	<b>1.476.404.126</b>	<b>-</b>	<b>(82.190.210)</b>	<b>1.394.213.916</b>

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 septiembre 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-09-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>7.085.450.855</b>	<b>7.242.731.006</b>
Construcción en Curso	733.954.856	1.072.203.347
Terrenos	103.215.360	103.166.702
Edificios	97.756.020	103.542.090
Planta y Equipo	6.058.611.550	5.864.732.615
Instalaciones Fijas y Accesorios	66.758.038	71.886.276
Otras Propiedades, Planta y Equipo	25.155.031	27.199.976

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-09-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>12.462.607.503</b>	<b>12.611.068.947</b>
Construcción en Curso	733.954.856	1.072.203.347
Terrenos	103.215.360	103.166.702
Edificios	174.523.233	181.206.892
Planta y Equipo	11.220.443.960	11.016.684.462
Instalaciones Fijas y Accesorios	198.132.482	203.946.217
Otras Propiedades, Planta y Equipo	32.337.612	33.861.327

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-09-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(5.377.156.648)</b>	<b>(5.368.337.941)</b>
Edificios	(76.767.213)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.161.832.410)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(131.374.444)	(132.059.941)
Otros	(7.182.581)	(6.661.351)

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

Movimientos año 2012	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2012</b>	1.072.203.347	103.166.702	103.542.090	5.864.732.615	71.886.276	27.199.976	<b>7.242.731.006</b>
Adiciones	339.189.450	56.033	56.020	13.996.273	4.727.331	-	<b>358.025.107</b>
Retiros	(7.977)	(28.464)	3.464	(516.458)	(237.149)	-	<b>(786.584)</b>
Gasto por depreciación (*)	-	-	(3.353.063)	(239.394.979)	(18.465.484)	(723.606)	<b>(261.937.132)</b>
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(31.041.701)	(1.950.962)	(7.210.914)	(220.073.264)	(5.634.380)	(387.653)	<b>(266.298.874)</b>
Otros incrementos (decrementos)	(646.388.263)	1.972.051	4.718.423	639.867.363	14.481.444	(933.686)	<b>13.717.332</b>
Total movimientos	<b>(338.248.491)</b>	<b>48.658</b>	<b>(5.786.070)</b>	<b>193.878.935</b>	<b>(5.128.238)</b>	<b>(2.044.945)</b>	<b>(157.280.151)</b>
<b>Saldo final al 30 de septiembre de 2012</b>	<b>733.954.856</b>	<b>103.215.360</b>	<b>97.756.020</b>	<b>6.058.611.550</b>	<b>66.758.038</b>	<b>25.155.031</b>	<b>7.085.450.855</b>

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

## 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 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 125.532.463 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:

	30-09-2012			31-12-2011				
	Bruto	M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto	M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	12.840.894		1.883.703	10.957.191	15.954.189		2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años	41.202.118		4.069.422	37.132.696	39.105.238		5.827.660	33.277.578
Más de cinco años	13.322.818		2.183.071	11.139.747	27.619.488		2.457.926	25.161.562
<b>Total</b>	<b>67.365.830</b>		<b>8.136.196</b>	<b>59.229.634</b>	<b>82.678.915</b>		<b>10.431.523</b>	<b>72.247.392</b>

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 septiembre de 2012 y 2011 incluyen M\$ 13.208.770 y M\$ 13.300.615, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	30-09-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Menor a un año	15.551.115	7.690.811
Entre un año y cinco años	32.303.730	21.347.042
Más de cinco años	32.568.793	41.634.563
<b>Total</b>	<b>80.423.638</b>	<b>70.672.416</b>

#### d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 212.869.523 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 281.809.824 y M\$ 328.844.716, 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, 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. (Ver nota 3a).

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 tercer trimestre de 2012 y ejercicio 2011 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2011</b>	<b>33.019.154</b>
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
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>38.055.889</b>
Adiciones	825.184
Desapropiaciones	(531.108)
Gasto por depreciación	(18.022)
<b>Saldo final propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2012</b>	<b>38.331.943</b>

(\*) 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 septiembre 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\$ 2.577.975 y M\$ 2.330.179, 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos		Pasivos por Impuestos	
	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	90.097.787	87.992.490	467.045.117	455.205.366
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	6.624.665	6.082.237
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	10.708.712	12.161.705	13.091.658	5.034.474
Impuestos diferidos relativos a provisiones	103.014.292	86.876.561	619.757	4.431.328
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	3.634.834	31.195.995	1.583.930	107.097
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	46.112.660	38.807.414	2.284.825	5.074.020
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	49.957.681	37.813.186	6.472.329	880.379
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	81.964.241	22.117.495	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	60.126.489	62.973.782	50.172.136	31.623.354
<b>Total Impuestos Diferidos</b>	<b>445.616.696</b>	<b>379.938.628</b>	<b>547.894.417</b>	<b>508.438.255</b>

- 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\$
<b>Saldo al 01 de enero de 2011</b>	<b>452.634.364</b>	<b>555.923.578</b>
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)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>379.938.628</b>	<b>508.438.255</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	91.837.628	53.891.987
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(703.139)	4.007.585
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(35.982.380)	(28.670.272)
Otros incrementos (decrementos)	10.525.959	10.226.862
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2012</b>	<b>445.616.696</b>	<b>547.894.417</b>

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 septiembre 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\$ 43.505.221 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 reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y entidades bajo control conjunto, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2012 asciende a M\$ 2.142.657.526 (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 períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones.

Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los 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 septiembre de 2012			30 de septiembre de 2011		
	Importe antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de Impuestos M\$	Importe antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de Impuestos M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(315)	(8)	(323)	(2.642)	449	(2.193)
Cobertura de Flujo de Caja	61.063.092	(13.352.141)	47.710.951	(101.141.362)	20.417.589	(80.723.773)
Ajustes por conversión	(438.560.586)	-	(438.560.586)	243.429.400	-	243.429.400
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	178.754	52.128	230.882	(1.491.871)	428.493	(1.063.378)
<b>Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio</b>	<b>(377.319.055)</b>	<b>(13.300.021)</b>	<b>(390.619.076)</b>	<b>140.793.525</b>	<b>20.846.531</b>	<b>161.640.056</b>

## 18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

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

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	635.233.795	2.600.198.581	661.974.731	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	4.647.013	237.887.616	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	136.810	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.933.402	9.367.003	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	-	-	892.104	-
	<b>642.951.020</b>	<b>2.847.453.200</b>	<b>672.082.338</b>	<b>3.271.355.293</b>

(\*) 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de septiembre de 2012		Saldo al 31 de diciembre de 2011	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	127.033.115	325.286.591	278.455.859	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	352.070.509	2.078.834.779	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	9.853.075	9.097.204	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	10.957.191	48.272.443	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	135.319.905	138.707.564	116.264.387	225.106.811
<b>Total</b>	<b>635.233.795</b>	<b>2.600.198.581</b>	<b>661.974.731</b>	<b>3.049.197.963</b>

El desglose por monedas y vencimientos de los **Préstamos Bancarios** al 30 de septiembre 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 30/09/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2012 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\$	1,90%	No	874.083	683.378	1.557.461	96.653.228	387.561	-	97.040.789
Chile	Ch\$	6,30%	No	5.038	-	5.038	-	-	-	-
Perú	US\$	3,55%	No	2.553.754	1.994.755	4.548.509	5.899.180	25.279.499	12.015.798	43.194.477
Perú	Soles	5,16%	No	8.921.301	-	8.921.301	-	1.819.441	20.013.848	21.833.289
Argentina	US\$	8,42%	No	1.701.836	9.559.577	11.261.413	8.728.848	-	-	8.728.848
Argentina	\$ Arg	20,60%	No	26.511.976	22.691.250	49.203.226	25.167.689	-	-	25.167.689
Colombia	\$ Col	9,10%	No	3.513.427	-	3.513.427	-	80.067.155	-	80.067.155
Brasil	US\$	7,81%	No	2.883.158	3.551.576	6.434.734	13.046.395	9.103.440	3.831.384	25.981.219
Brasil	Real	9,06%	No	36.933.381	4.654.625	41.588.006	23.273.125	-	-	23.273.125
<b>Total</b>				<b>83.897.954</b>	<b>43.135.161</b>	<b>127.033.115</b>	<b>172.768.465</b>	<b>116.657.096</b>	<b>35.861.030</b>	<b>325.286.591</b>

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
<b>Total</b>				<b>50.310.586</b>	<b>228.145.273</b>	<b>278.455.859</b>	<b>216.963.871</b>	<b>35.796.092</b>	<b>63.343.038</b>	<b>316.103.001</b>

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2012 asciende a M\$ 438.228.895 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 septiembre 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 30/09/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2012 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	2.927.416	198.004.054	200.931.470	267.704.221	121.831.639	143.327.745	532.863.605
Chile	CH\$	5,56%	Sin Garantía	10.597.779	2.349.469	12.947.248	14.166.477	14.994.471	290.295.689	319.456.637
Perú	US\$	6,97%	Sin Garantía	158.512	279.152	437.664	7.598.497	9.453.816	18.040.714	35.093.027
Perú	Soles	6,86%	Sin Garantía	4.512.798	37.987.180	42.499.978	64.327.198	20.959.957	47.305.461	132.592.616
Colombia	\$ Col	9,35%	Sin Garantía	20.961.931	21.001.221	41.963.152	210.710.502	185.042.822	350.867.646	746.620.970
Brasil	Real	10,50%	Sin Garantía	39.071.822	14.219.175	53.290.997	51.541.040	150.580.011	110.086.873	312.207.924
<b>Total</b>				<b>78.230.258</b>	<b>273.840.251</b>	<b>352.070.509</b>	<b>616.047.935</b>	<b>502.862.716</b>	<b>959.924.128</b>	<b>2.078.834.779</b>

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
<b>Total</b>				<b>91.218.618</b>	<b>151.567.139</b>	<b>242.785.757</b>	<b>687.373.937</b>	<b>503.771.010</b>	<b>1.248.768.956</b>	<b>2.439.913.903</b>

## 18.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 30 de septiembre 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 30/09/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2012 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	9.663.966	-	9.663.966	-	-	-	-
Perú	Soles	6,41%	Con Garantía	130.771	58.338	189.109	9.097.204	-	-	9.097.204
<b>Total</b>				<b>9.794.737</b>	<b>58.338</b>	<b>9.853.075</b>	<b>9.097.204</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9.097.204</b>

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
<b>Total</b>				<b>135.886</b>	<b>10.524.590</b>	<b>10.660.476</b>	<b>9.635.108</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>9.635.108</b>

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2011 asciende a M\$ 2.783.648.938 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	09-2012							12-2011											
								Corriente			No Corriente				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		
								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				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%	-	996.563	996.563	2.758.593	2.371.164	11.139.747	16.269.504	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\$	2,96%	2.237.150	3.569.205	5.806.355	10.900.283	18.565.926	-	29.466.209	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	24,20%	1.099.832	2.674.110	3.773.942	2.249.552	-	2.249.552	579.527	3.648.359	4.227.886	2.859.893	-	-	-	2.859.893					
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	5,68%	72.138	308.193	380.331	287.178	-	287.178	121.499	280.084	401.583	593.623	-	-	-	593.623					
<b>Totales Leasing</b>								<b>3.409.120</b>	<b>7.548.071</b>	<b>10.957.191</b>	<b>16.195.606</b>	<b>20.937.090</b>	<b>11.139.747</b>	<b>48.272.443</b>	<b>3.661.244</b>	<b>10.147.008</b>	<b>13.808.252</b>	<b>16.263.815</b>	<b>17.013.841</b>	<b>25.161.484</b>	<b>58.439.140</b>					

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	09-2012							12-2011											
								Corriente			No Corriente				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		
								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				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%	66.540.733	-	66.540.733	-	-	-	-	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%	14.837.677	-	14.837.677	-	-	-	-	-	13.925.511	13.925.511	-	-	-	-					
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	-	3.452.007	3.452.007	7.038.832	-	-	7.038.832	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	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	7,50%	6.501.619	-	6.501.619	-	-	-	-	11.197.341	-	11.197.341	-	-	-	-					
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\$	6,10%	-	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	Eleetrobrás	Brasil	Real	6,37%	260.020	513.209	773.229	1.904.069	1.783.695	1.732.980	5.420.744	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	9,11%	3.198.241	8.914.507	12.112.748	23.308.476	22.741.266	15.457.708	61.507.450	4.941.520	10.526.077	15.467.597	23.343.601	22.203.629	22.367.250	67.914.480					
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eleetrobras	Brasil	Real	6,42%	860.713	2.480.854	3.341.567	4.986.088	4.732.238	8.326.744	18.045.070	1.289.715	3.067.631	4.357.346	6.534.103	5.634.274	11.052.898	23.221.275					
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,70%	64.182	32.847	97.029	65.694	-	1.312.147	1.377.841	16.411	113.158	129.569	108.803	-	1.448.799	1.557.602					
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BEI	Brasil	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.532.108	4.532.108	-	-	-	-					
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	16,06%	952.722	2.847.763	3.800.485	1.880.978	-	1.880.978	1.049.301	3.073.192	4.122.493	5.366.340	-	-	-	5.366.340					
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,70%	4.572.429	9.113.093	13.685.522	14.285.554	-	14.285.554	5.567.428	16.072.830	21.640.258	27.967.533	-	-	-	27.967.533					
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,68%	2.570.719	4.345.221	6.915.940	17.733.093	4.945.517	3.709.137	26.387.747	1.975.303	6.454.541	8.429.844	24.074.744	5.911.192	6.650.091	36.636.027					
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	1.381.674	1.381.675	2.763.349	2.763.348	-	-	2.763.348	-	3.176.291	3.176.291	4.764.438	-	-	4.764.438					
<b>Totales Otros</b>								<b>101.740.729</b>	<b>33.579.176</b>	<b>135.319.905</b>	<b>73.966.132</b>	<b>34.202.716</b>	<b>30.538.716</b>	<b>138.707.564</b>	<b>38.602.036</b>	<b>77.662.351</b>	<b>116.264.387</b>	<b>107.046.547</b>	<b>73.724.319</b>	<b>44.335.945</b>	<b>225.106.811</b>					

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 septiembre de 2012, M\$ 664.986.702 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:

	30-09-2012	31-12-2011
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto</b>	30.554.503	67.748.527
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	20.346.145	(28.520.464)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(7.934.107)	(9.306.696)
Diferencias de conversión	(295.067)	633.136
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto</b>	42.671.474	30.554.503

#### 18.5 Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 212.812.000 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 57% al 30 de septiembre 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:

	30-09-2012 %	31-12-2011 %
Tasa de interés fijo	57%	62%
Tasa de interés variable	43%	38%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

### 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 septiembre 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 septiembre de 2012, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 782.662.802 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 212.812.000 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 todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación investment grade.

### 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	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Tipo de interés	18.614.609	41.560.004
Tipo de cambio	4.479.041	3.602.591
Correlación	(225.220)	(310.050)
<b>Total</b>	<b>22.868.430</b>	<b>44.852.545</b>

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el periodo 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

	30 de septiembre 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	1.449.935	-	-	-	-	22.205
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	871.402.820	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>1.449.935</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>871.402.820</b>	<b>-</b>	<b>22.205</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.880.282	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	34.349.259
Otros activos de carácter financiero	-	-	30.060.707	476.670.579	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>30.060.707</b>	<b>476.670.579</b>	<b>2.880.282</b>	<b>34.349.259</b>
<b>Total</b>	<b>1.449.935</b>	<b>-</b>	<b>30.060.707</b>	<b>1.348.073.399</b>	<b>2.880.282</b>	<b>34.371.464</b>

  

	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	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>47.504</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.013.028.618</b>	<b>-</b>	<b>748.078</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.892.655	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	12.178.355
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.793.960	444.818.541	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>20.793.960</b>	<b>444.818.541</b>	<b>2.892.655</b>	<b>12.178.355</b>
<b>Total</b>	<b>47.504</b>	<b>-</b>	<b>20.793.960</b>	<b>1.457.847.159</b>	<b>2.892.655</b>	<b>12.926.433</b>



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

30 de septiembre 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	3.591.347	498.000	634.077.850	-
Instrumentos derivados	136.810	-	-	4.647.013
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.132.618.793	-
<b>Total Corriente</b>	<b>3.728.157</b>	<b>498.000</b>	<b>1.766.696.643</b>	<b>4.647.013</b>
Préstamos que devengan interés	10.142.304	-	2.599.423.280	-
Instrumentos derivados	-	-	-	237.887.616
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>10.142.304</b>	<b>-</b>	<b>2.599.423.280</b>	<b>237.887.616</b>
<b>Total</b>	<b>13.870.461</b>	<b>498.000</b>	<b>4.366.119.923</b>	<b>242.534.629</b>

  

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	-
<b>Total Corriente</b>	<b>12.408.440</b>	<b>3.929.271</b>	<b>2.041.786.048</b>	<b>6.200.643</b>
Préstamos que devengan interés	13.215.469	-	3.035.982.494	-
Instrumentos derivados	-	-	-	212.913.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.548.235	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>13.215.469</b>	<b>-</b>	<b>3.059.530.729</b>	<b>212.913.735</b>
<b>Total</b>	<b>25.623.909</b>	<b>3.929.271</b>	<b>5.101.316.777</b>	<b>219.114.378</b>

## 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 septiembre 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 septiembre 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:	-	3.076.323	280.838	5.604.401	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	-	3.076.323	280.838	5.604.401	-	2.792.448	119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	22.205	31.272.936	4.366.175	232.283.215	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867
Cobertura de flujos de caja	22.205	31.272.936	4.202.192	228.719.537	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556
Cobertura de valor razonable	-	-	163.983	3.563.678	-	-	3.009.854	4.147.311
<b>TOTAL</b>	<b>22.205</b>	<b>34.349.259</b>	<b>4.647.013</b>	<b>237.887.616</b>	<b>748.078</b>	<b>12.178.355</b>	<b>6.200.643</b>	<b>212.913.735</b>

## - 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 30-09-2012	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2011	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(2.808.916)	(4.376.384)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(3.727.661)	(7.157.165)	Valor razonable
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(201.626.588)	(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 septiembre de 2012		31 de diciembre de 2011	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	433.245	4.034.969	-
Partida subyacente	-	1.752.262	-	4.763.189
<b>TOTAL</b>	-	<b>2.185.507</b>	<b>4.034.969</b>	<b>4.763.189</b>

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

Al 30 de septiembre 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 septiembre de 2012				31 de diciembre de 2011			
	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	1.449.935	136.810	-	-	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 septiembre 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 septiembre 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\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>(2.808.916)</b>	<b>7.740.472</b>	<b>114.794.916</b>	<b>5.914.591</b>	<b>17.238.428</b>	<b>20.509.171</b>	<b>8.088.424</b>	<b>174.286.002</b>
Cobertura de flujos de caja	(2.808.916)	7.740.472	114.794.916	5.914.591	17.238.428	20.509.171	8.088.424	174.286.002
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(205.354.249)</b>	<b>13.422.876</b>	<b>295.976.509</b>	<b>190.155.884</b>	<b>869.077</b>	<b>213.977.238</b>	-	<b>714.401.584</b>
Cobertura de flujos de caja	(201.626.588)	11.985.155	294.435.991	188.505.218	-	213.977.238	-	708.903.602
Cobertura de valor razonable	(3.727.661)	1.437.721	1.540.518	1.650.666	869.077	-	-	5.497.982
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>1.313.125</b>	<b>35.969.371</b>	-	-	-	-	-	<b>35.969.371</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(206.850.040)</b>	<b>57.132.719</b>	<b>410.771.425</b>	<b>196.070.475</b>	<b>18.107.505</b>	<b>234.486.409</b>	<b>8.088.424</b>	<b>924.656.957</b>

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\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>(4.376.384)</b>	<b>10.780.523</b>	<b>7.125.818</b>	<b>125.247.877</b>	<b>6.893.698</b>	<b>5.292.723</b>	<b>8.368.224</b>	<b>163.708.863</b>
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
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(201.811.561)</b>	<b>29.287.450</b>	<b>10.912.595</b>	<b>499.430.704</b>	<b>2.091.618</b>	<b>211.163.933</b>	-	<b>752.886.300</b>
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
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>(759.601)</b>	<b>17.569.294</b>	-	-	-	-	-	<b>17.569.294</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(206.947.546)</b>	<b>57.637.267</b>	<b>18.038.413</b>	<b>624.678.581</b>	<b>8.985.316</b>	<b>216.456.656</b>	<b>8.368.224</b>	<b>934.164.457</b>

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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:			
	30-09-2012 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
<b>Activos Financieros</b>				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	34.371.464	-	34.371.464	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.449.935	-	1.449.935	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	30.314	30.314	-	-
<b>Total</b>	<b>35.851.713</b>	<b>30.314</b>	<b>35.821.399</b>	-
<b>Pasivos Financieros</b>				
Derivados de Cobertura de Flujo de Caja	238.806.968	-	238.806.968	-
Derivados de Cobertura de Valor razonable	3.727.661	-	3.727.661	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	136.810	-	136.810	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	3.591.347	-	3.591.347	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	10.142.304	-	10.142.304	-
Otros pasivos financieros largo plazo	498.000	-	-	498.000
<b>Total</b>	<b>256.903.090</b>	-	<b>256.405.090</b>	<b>498.000</b>

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\$
<b>Activos Financieros</b>				
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	-	-
<b>Total</b>	<b>13.060.789</b>	<b>86.852</b>	<b>12.973.937</b>	-
<b>Pasivos Financieros</b>				
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
<b>Total</b>	<b>248.667.558</b>	-	<b>244.738.287</b>	<b>3.929.271</b>

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 septiembre 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Acreedores comerciales	208.622.993	393.066.581	-	-
Otras cuentas por pagar	768.441.894	841.997.878	12.176.248	14.304.607
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>977.064.887</b>	<b>1.235.064.459</b>	<b>12.176.248</b>	<b>14.304.607</b>

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	Uno a cinco años	
			30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Proveedores por compra de energía	294.800.570	354.964.500	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	27.176.908	38.102.081	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	355.086.725	529.596.153	10.618	243.790
Dividendos por pagar a terceros	158.066.371	161.073.860	-	-
Multas y reclamaciones (*)	73.368.173	74.994.982	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	22.732.201	17.971.576	5.417.837	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	9.908.991	17.684.946	4.257.112	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	15.550.445	11.514.861	-	-
Obligaciones programas sociales	3.906.347	14.987.123	-	-
Otras cuentas por pagar	16.468.156	14.174.377	2.490.681	2.585.175
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>977.064.887</b>	<b>1.235.064.459</b>	<b>12.176.248</b>	<b>14.304.607</b>

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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales	29.783.081	49.741.677	176.877.256	186.849.932
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	22.799.101	13.806.632
Provisión proveedores y servicios	10.582.410	9.689.600	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	25.188.533	31.162.406	119.108	65.221
Provisiones de riesgos	-	-	-	38.388
Otras provisiones	21.788.859	9.108.971	97.000	1.813.468
<b>Total</b>	<b>87.342.883</b>	<b>99.702.654</b>	<b>199.892.465</b>	<b>202.573.641</b>

b) El movimiento de las provisiones al 30 de septiembre 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\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>					
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2012</b>	-	236.591.609	13.806.632	51.878.054	302.276.295
<b>Movimientos en Provisiones</b>					
Provisiones Adicionales	-	-	9.024.758	-	9.024.758
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	13.120.044	-	6.911.420	20.031.464
Provisión Utilizada	-	(30.852.290)	(102.301)	(16.534.338)	(47.488.929)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	24.018.729	380.946	11.577.680	35.977.355
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	-	(30.835.486)	(356.234)	(6.097.786)	(37.289.506)
Otro Incremento (Decremento)	-	(5.382.269)	45.300	10.040.880	4.703.911
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	-	<b>(29.931.272)</b>	<b>8.992.469</b>	<b>5.897.856</b>	<b>(15.040.947)</b>
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2012</b>	-	<b>206.660.337</b>	<b>22.799.101</b>	<b>57.775.910</b>	<b>287.235.348</b>

	por Garantía	por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>					
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2011</b>	2.821.692	254.643.245	10.779.096	72.727.532	340.971.565
<b>Movimientos en Provisiones</b>					
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
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(2.821.692)</b>	<b>(18.051.636)</b>	<b>3.027.536</b>	<b>(20.849.478)</b>	<b>(38.695.270)</b>
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2011</b>	-	<b>236.591.609</b>	<b>13.806.632</b>	<b>51.878.054</b>	<b>302.276.295</b>

## 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.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

#### a) Beneficios de prestación definida:

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

#### b) 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 septiembre 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	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	246.937.212	277.526.013
<b>Total Pasivo</b>	<b>246.937.212</b>	<b>277.526.013</b>
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>246.937.212</b>	<b>277.526.013</b>

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-09-2012	31-12-2011
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	545.860.734	600.384.950
(-) Plan de activos (*)	(335.132.698)	(366.137.888)
<b>Total</b>	<b>210.728.036</b>	<b>234.247.062</b>
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	26.696.053	31.908.269
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (**)	9.513.123	11.370.682
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>246.937.212</b>	<b>277.526.013</b>

(\*) 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 septiembre 2012 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-09-2012	31-12-2011	31-12-2010	31-12-2009	31-12-2008
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	545.860.734	600.384.950	554.990.745	510.334.175	443.320.261
Activos Afectos	(335.132.698)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)	(264.762.082)
Diferencia	210.728.036	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.	36.209.176	43.278.951	40.165.773	39.960.319	2.126.401
<b>Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial</b>	<b>246.937.212</b>	<b>277.526.013</b>	<b>217.916.659</b>	<b>187.604.157</b>	<b>180.684.580</b>

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

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2011</b>	<b>554.990.745</b>
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
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>600.384.950</b>
Costo del servicio corriente	1.620.773
Costo por intereses	41.204.203
(Ganancias) pérdidas actuariales	(246.073)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(83.051.941)
Contribuciones pagadas	(14.041.513)
Transferencias del personal	(9.665)
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2012</b>	<b>545.860.734</b>

Al 30 de septiembre de 2012, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,53% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (5,99% a 31 de diciembre de 2011), en un 77,75% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (78,56% a 31 de diciembre de 2011), en un 14,55% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,17% a 31 de diciembre

2011) y el 1,17% 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\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2011</b>	<b>(377.239.859)</b>
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
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2011</b>	<b>(366.137.888)</b>
Rendimiento esperado	(26.422.218)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	62.713.550
Aportaciones	(7.781.750)
Contribuciones pagadas	2.495.608
<b>Saldo al 30 de septiembre de 2012</b>	<b>(335.132.698)</b>

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

	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
Acciones	4	5
Inmuebles	8.422.639	10.152.936
<b>Total</b>	<b>8.422.643</b>	<b>10.152.941</b>

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

Categoría de los Activos del Plan	30-09-2012		31-12-2011	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	50.712.884	15%	55.291.894	16%
Activos de renta fija	252.277.863	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	18.913.116	6%	20.653.101	6%
Otros	13.228.835	4%	14.549.487	3%
<b>Total</b>	<b>335.132.698</b>	<b>100%</b>	<b>366.137.888</b>	<b>100%</b>

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 septiembre de 2012 y 2011 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.620.773	2.964.839
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	41.204.203	44.278.201
Rendimiento esperado de activos del plan	(26.422.218)	(29.768.997)
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados</b>	<b>16.402.758</b>	<b>17.474.043</b>
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	(246.073)	1.491.871
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales</b>	<b>16.156.685</b>	<b>18.965.914</b>



**Otras revelaciones:**

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina	
	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	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 septiembre 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\$53.324.862 (M\$54.571.512 al 31 de diciembre de 2011) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$65.414.609 (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 septiembre de 2012 han ascendido a M\$1.417.652 (M\$1.385.035 a septiembre 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 septiembre 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 septiembre 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 septiembre de 2012 y 2011 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(70.249.870)	(66.199.011)
Ampla Energía E Serviços S.A.	53.898.610	128.368.903
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	4.190.557	2.097.366
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	14.861.340	21.753.914
Edelnor	1.487.239	6.704.874
Investluz S.A.	(5.947.822)	3.639.698
Endesa Brasil S.A.	(103.462.840)	27.009.479
Central Costanera S.A.	(3.440.848)	(5.213.728)
Gas Atacama S.A.	(1.453.928)	5.360.009
Emgesa S.A. E.S.P.	49.011.093	53.098.572
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(17.886.998)	(9.425.342)
Generandes Perú S.A.	17.950.092	23.515.581
Otros	(1.795.280)	1.681.096
<b>TOTAL</b>	<b>(62.838.655)</b>	<b>192.391.411</b>

## 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 septiembre de 2012 de sus filiales Endesa Chile, Endesa Brasil, Ampla Energía, Coelce y Edelnor corresponden a M\$ 811.142.781, M\$ 78.178.874, M\$ 363.227.603, M\$ 29.229.700 y M\$ 84.643.265, respectivamente.

## 24.5 Otras Reservas.

Al 30 de septiembre 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 septiembre de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(239.461.323)	(62.838.655)
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	30.358.385	30.048.120
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	(323)	13.513
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	(824.664)	(1.498.033.660)
<b>TOTAL</b>	<b>(1.320.882.757)</b>	<b>(209.927.925)</b>	<b>(1.530.810.682)</b>

	Saldo al 1 de enero de 2011 M\$	Movimiento 2011 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2011 M\$
Diferencias de cambio por conversión	113.278.890	79.112.521	192.391.411
Coberturas de flujo de caja	(174.008.173)	(44.526.838)	(218.535.011)
Activos financieros disponibles para la venta	41.825	(1.637)	40.188
Otras reservas varias	(1.291.099.898)	19.399.969	(1.271.699.929)
<b>TOTAL</b>	<b>(1.351.787.356)</b>	<b>53.984.015</b>	<b>(1.297.803.341)</b>

- **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 septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Ventas de energía (1)	4.368.868.519	4.323.338.174
Otras ventas	21.220.586	20.769.731
Ventas equipos de medida	2.047.063	1.567.407
Ventas de materiales electrónicos	153.211	218.540
Ventas de productos y servicios	19.020.312	18.983.784
Otras prestaciones de servicios	323.239.200	301.499.925
Peajes y transmisión	239.948.342	185.319.724
Arriendo equipos de medida	3.484.906	5.825.706
Alumbrado público	24.388.726	19.997.597
Verificaciones y enganches	9.613.921	11.682.667
Servicios de ingeniería y consultoría	8.161.523	6.313.495
Otras prestaciones	37.641.782	72.360.736
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>4.713.328.305</b>	<b>4.645.607.830</b>

(1) Incluye M\$ 29.210.154 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y CMPC.

(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).

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	108.256.733	130.297.347
Apoyos mutuos	22.485.725	18.537.322
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	8.301.550	6.025.052
Arrendamientos	182.445	552.536
Ventas de nuevos negocios	8.560.796	9.144.207
Otros Ingresos (2)	35.194.996	38.635.182
<b>Total Otros ingresos por naturaleza</b>	<b>182.982.245</b>	<b>203.191.646</b>

## 26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

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

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Compras de energía	(1.372.852.611)	(1.309.275.960)
Consumo de combustible	(602.100.613)	(595.644.374)
Gastos de transporte	(359.822.431)	(303.241.450)
Costos por contratos de construcción	(108.256.733)	(130.297.347)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(332.849.051)	(344.740.734)
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(2.775.881.439)</b>	<b>(2.683.199.865)</b>

## 27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(220.929.170)	(198.796.390)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(3.092.426)	(4.349.874)
Seguridad social y otras cargas sociales	(76.593.977)	(63.874.694)
Otros gastos de personal	(1.865.544)	(2.331.099)
<b>Total Gastos por beneficios a los empleados</b>	<b>(302.481.117)</b>	<b>(269.352.057)</b>

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

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

	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Depreciaciones	(261.937.132)	(237.832.680)
Amortizaciones	(69.454.512)	(75.432.183)
<b>Subtotal</b>	<b>(331.391.644)</b>	<b>(313.264.863)</b>
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(22.722.131)	1.048.188
<b>Total</b>	<b>(354.113.775)</b>	<b>(312.216.675)</b>

  

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(22.722.131)	1.048.188
<b>Total</b>	<b>(22.722.131)</b>	<b>1.048.188</b>

## 29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

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

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(51.530.193)	(75.572.405)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(151.097.948)	(131.931.102)
Reparaciones y conservación	(69.886.988)	(64.764.722)
Indemnizaciones y multas	(17.389.423)	(11.499.139)
Tributos y tasas	(20.800.037)	(84.855.133)
Primas de seguros	(17.862.465)	(14.317.245)
Arrendamientos y cánones	(13.208.770)	(13.300.616)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(5.416.922)	(6.227.059)
Otros aprovisionamientos	(18.981.775)	(11.760.350)
Gastos de viajes	(4.793.411)	(4.008.163)
Gastos de medioambiente	(1.883.972)	(2.029.588)
<b>Total Otros gastos por naturaleza</b>	<b>(372.851.904)</b>	<b>(420.265.522)</b>

### 30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

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

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Ventas de inversiones Grupo Cam y Synapsis (*)	-	(9.897.402)
Ventas de terrenos	4.049.724	1.640.143
Otros	149.418	1.461.220
<b>Total Otras ganancias (pérdidas)</b>	<b>4.199.142</b>	<b>(6.796.039)</b>

(\*) 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 septiembre de 2012 y 2011, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	46.747.417	53.430.577
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	26.422.218	29.768.997
Otros ingresos financieros	44.691.171	48.982.771
Ingresos por otros activos financieros	4.155.733	1.906.178
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>122.016.539</b>	<b>134.088.523</b>

Costos financieros	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
<b>Costos Financieros</b>	<b>(338.726.474)</b>	<b>(320.468.062)</b>
Préstamos bancarios	(34.239.139)	(43.503.605)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(153.390.326)	(154.842.862)
Arrendamientos financieros (leasing)	(2.736.131)	(2.265.999)
Valoración derivados financieros	(14.803.046)	(15.739.962)
Provisiones financieras	(35.955.469)	(23.158.810)
Obligación por beneficios post empleo	(41.204.203)	(44.278.201)
Gastos financieros activados	21.108.541	23.068.441
Otros costos financieros	(77.506.701)	(59.747.064)
<b>Resultado por unidades de reajuste (*)</b>	<b>(6.876.024)</b>	<b>(17.038.304)</b>
<b>Diferencias de cambio (**)</b>	<b>(14.017.076)</b>	<b>9.276.785</b>
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(359.619.574)</b>	<b>(328.229.581)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(237.603.035)</b>	<b>(194.141.058)</b>

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	
	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	3.037.624	5.899.631
Otros activos no financieros	431.959	915.331
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	127.009	18.457
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.303.752	183.556
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(12.480.956)	(23.875.054)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	245.065	12.799
Otras provisiones	(118.231)	(140.771)
Otros pasivos no financieros	577.754	(52.253)
<b>Total Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>(6.876.024)</b>	<b>(17.038.304)</b>
Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(3.055.367)	7.351.862
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	3.831.513	5.665.636
Otros activos no financieros	720.160	1.443.229
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(4.431.626)	10.829.178
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	43.656	70.224
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(10.337.625)	(8.314.550)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(18.305)	(8.277.514)
Otros pasivos no financieros	(769.482)	508.720
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>(14.017.076)</b>	<b>9.276.785</b>



### 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 tercer trimestre de 2012 y 2011:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(333.250.292)	(296.879.968)
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.)	11.175.511	18.224.334
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	485.528	(1.800.930)
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(286.449)	(79.460)
<b>Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto</b>	<b>(321.875.702)</b>	<b>(280.536.024)</b>
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	60.677.555	(44.439.385)
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(5.752.421)	-
Otro Gasto por Impuesto Diferido	-	8.425.537
<b>Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto</b>	<b>54.925.134</b>	<b>(36.013.848)</b>
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
<b>(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias</b>	<b>(266.950.568)</b>	<b>(316.549.872)</b>

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	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
<b>Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)</b>	<b>(180.271.996)</b>	<b>(200.868.245)</b>
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(92.835.038)	(96.114.504)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imposables	56.829.139	(1.853.475)
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(84.246.907)	10.371.531
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(5.752.421)	-
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	485.528	(1.800.930)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	38.841.127	(26.284.249)
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal</b>	<b>(86.678.572)</b>	<b>(115.681.627)</b>
<b>(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias</b>	<b>(266.950.568)</b>	<b>(316.549.872)</b>

(\*) Con fecha 27 de septiembre de 2012, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 20.630, que perfecciona la legislación tributaria chilena con el objetivo de financiar la reforma educacional. Entre otras modificaciones, esta ley establece un incremento en la tasa del Impuesto de Primera Categoría, pasando desde un 18,5% a un 20% a partir del año comercial 2012.

### 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	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>ACTIVOS</b>								
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	840.559.195	1.212.585.323	993.849.646	1.007.409.597	156.722.535	305.970.087	1.991.131.376	2.525.965.007
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	294.908.327	552.738.084	279.418.782	298.945.821	208.335.693	368.237.363	782.662.802	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	565.770	914.209	445.343	25.011	465.058	-	1.476.171	939.220
Otros Activos No Financieros, Corriente	31.736.682	31.292.979	65.718.981	38.792.524	3.083.375	2.380.808	100.539.038	72.466.311
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	236.931.360	355.609.508	588.431.895	610.324.178	12.455.427	11.668.702	837.818.682	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	107.929.452	130.673.380	21.385.465	7.215.786	(95.734.810)	(102.606.574)	33.580.107	35.282.592
Inventarios	76.509.584	55.906.768	17.732.180	16.354.914	5.600.662	5.663.862	99.842.426	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	91.978.020	85.450.395	20.717.000	35.751.363	22.517.130	20.625.926	135.212.150	141.827.684
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	6.051.191.950	6.154.273.562	4.387.586.029	4.778.151.088	315.877.438	275.481.095	10.754.655.417	11.207.905.745
Otros activos financieros no corrientes	35.464.007	13.598.337	3.204.019	2.826.723	30.196.961	20.930.001	68.864.987	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes	25.579.610	28.731.435	62.980.947	80.741.831	39.975	27.843	88.600.532	109.501.109
Derechos por cobrar no corrientes	145.372.466	175.400.312	328.930.815	267.256.936	792.559	671.202	475.095.840	443.328.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	(1.863.216)	98.652	117.946	(98.652)	1.745.270	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	556.974.211	591.668.155	469.506.730	503.610.981	(1.014.094.028)	(1.082.085.874)	12.386.913	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	36.560.851	35.332.818	1.096.839.207	1.417.846.070	12.693.677	14.219.326	1.146.093.735	1.467.398.214
Plusvalía	99.496.479	106.399.041	109.782.621	129.382.377	1.184.934.816	1.240.622.708	1.394.213.916	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	4.951.640.482	5.068.294.024	2.141.260.794	2.180.696.470	(7.450.421)	(6.259.488)	7.085.450.855	7.242.731.006
Propiedad de inversión	-	-	-	-	38.331.943	38.055.889	38.331.943	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	200.103.844	136.712.656	174.982.244	195.671.754	70.530.608	47.554.218	445.616.696	379.938.628
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>6.891.751.145</b>	<b>7.366.858.885</b>	<b>5.381.435.675</b>	<b>5.785.560.685</b>	<b>472.599.973</b>	<b>581.451.182</b>	<b>12.745.786.793</b>	<b>13.733.870.752</b>

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	1.188.754.978	1.150.249.283	1.230.847.083	1.394.053.750	(307.172.774)	(83.769.398)	2.112.429.287	2.460.533.635
Otros pasivos financieros corrientes	431.908.212	365.375.002	196.483.566	292.160.116	14.559.242	14.547.220	642.951.020	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	267.514.919	380.701.746	666.647.815	774.128.579	42.902.153	80.234.135	977.064.887	1.235.064.460
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	343.415.960	234.167.088	196.921.310	126.083.948	(384.783.364)	(203.073.399)	155.553.906	157.177.637
Otras provisiones corrientes	32.053.248	36.030.224	40.062.550	43.227.192	15.227.085	20.445.238	87.342.883	99.702.654
Pasivos por impuestos corrientes	95.570.163	122.601.990	63.042.110	110.935.913	3.497.680	2.315.339	162.109.953	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	18.292.476	11.373.233	67.689.732	47.518.002	1.424.430	1.762.069	87.406.638	60.653.304
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	1.891.293.689	2.231.327.095	1.473.497.444	1.572.059.394	559.945.240	573.796.771	3.924.736.373	4.377.183.260
Otros pasivos financieros no corrientes	1.394.558.789	1.755.575.529	890.642.132	952.894.143	562.252.279	562.885.621	2.847.453.200	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	187.072	243.234	11.989.176	14.060.817	-	556	12.176.248	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	7.230.948	81.953	-	-	(7.230.948)	(81.953)	-	-
Otras provisiones no corrientes	28.110.607	20.833.139	165.519.353	181.636.893	6.262.505	103.609	199.892.465	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	373.216.026	341.568.310	170.232.952	162.528.439	4.445.439	4.341.506	547.894.417	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	34.713.631	36.504.909	205.907.345	234.826.662	6.316.236	6.194.442	246.937.212	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes	53.276.616	76.520.021	29.206.486	26.112.440	(12.100.271)	352.990	70.382.831	102.985.451
<b>PATRIMONIO NETO</b>	3.811.702.478	3.985.282.507	2.677.091.148	2.819.447.541	219.827.507	91.423.809	6.708.621.133	6.896.153.857
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	3.811.702.478	3.985.282.507	2.677.091.148	2.819.447.541	219.827.507	91.423.809	3.796.128.723	3.895.728.606
Capital emitido	1.489.166.003	1.752.890.037	829.743.863	1.010.886.630	505.972.968	61.106.168	2.824.882.834	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.800.524.774	1.838.419.172	1.168.185.885	957.047.345	(625.413.737)	(562.497.637)	2.343.296.922	2.232.968.880
Primas de emisión	206.008.557	-	4.067.275	-	(51.316.184)	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	316.003.144	393.973.298	675.094.125	851.513.566	390.584.460	434.055.630	(1.530.810.681)	(1.320.882.757)
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	2.912.492.410	3.000.425.251
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>6.891.751.145</b>	<b>7.366.858.885</b>	<b>5.381.435.675</b>	<b>5.785.560.685</b>	<b>472.599.973</b>	<b>581.451.182</b>	<b>12.745.786.793</b>	<b>13.733.870.752</b>

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
<b>INGRESOS</b>	<b>2.003.838.207</b>	<b>2.012.421.139</b>	<b>3.350.889.939</b>	<b>3.289.888.740</b>	<b>(458.417.596)</b>	<b>(453.510.403)</b>	<b>4.896.310.550</b>	<b>4.848.799.476</b>
Ventas	1.999.473.862	1.997.928.554	3.177.151.377	3.101.224.429	(463.296.934)	(453.545.153)	4.713.328.305	4.645.607.830
Ventas de energía	1.898.317.970	1.946.813.268	2.909.314.117	2.834.228.799	(438.763.568)	(457.703.893)	4.368.868.519	4.323.338.174
Otras ventas	7.726.018	19.596	6.715.498	5.077.999	6.779.070	15.672.136	21.220.586	20.769.731
Otras prestaciones de servicios	93.429.874	51.095.690	261.121.762	261.917.631	(31.312.436)	(11.513.396)	323.239.200	301.499.925
Otros ingresos de explotación	4.364.345	14.492.585	173.738.562	188.664.311	4.879.338	34.750	182.982.245	203.191.646
<b>APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS</b>	<b>(1.078.048.532)</b>	<b>(1.023.461.516)</b>	<b>(2.170.719.115)</b>	<b>(2.135.763.364)</b>	<b>472.886.208</b>	<b>476.025.015</b>	<b>(2.775.881.439)</b>	<b>(2.683.199.865)</b>
Compras de energía	(241.041.881)	(228.673.175)	(1.573.353.772)	(1.534.914.602)	441.543.042	454.311.817	(1.372.852.611)	(1.309.275.960)
Consumo de combustible	(602.093.440)	(595.636.580)	-	-	(7.173)	(7.794)	(602.100.613)	(595.644.374)
Gastos de transporte	(188.127.660)	(167.616.691)	(205.135.313)	(168.907.633)	33.440.542	33.282.874	(359.822.431)	(303.241.450)
Otros provisionamientos variables y servicios	(46.785.551)	(31.535.070)	(392.230.030)	(431.941.129)	(2.090.203)	(11.561.882)	(441.105.784)	(475.038.081)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>925.789.675</b>	<b>988.959.623</b>	<b>1.180.170.824</b>	<b>1.154.125.376</b>	<b>14.468.612</b>	<b>22.514.612</b>	<b>2.120.429.111</b>	<b>2.165.599.611</b>
Trabajos para el Inmovilizado	9.195.210	2.921.033	26.832.210	28.306.633	-	4.437.307	36.027.420	35.664.973
Gastos de Personal	(88.880.515)	(53.362.832)	(190.283.467)	(180.327.626)	(23.317.135)	(35.661.599)	(302.481.117)	(269.352.057)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(90.102.025)	(116.339.643)	(286.398.123)	(303.779.655)	3.648.244	(146.224)	(372.851.904)	(420.265.522)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>756.002.345</b>	<b>822.178.181</b>	<b>730.321.444</b>	<b>698.324.728</b>	<b>(5.200.279)</b>	<b>(8.855.904)</b>	<b>1.481.123.510</b>	<b>1.511.647.005</b>
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(160.463.766)	(130.665.637)	(192.185.359)	(180.147.771)	(1.464.650)	(1.403.267)	(354.113.775)	(312.216.675)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>595.538.579</b>	<b>691.512.544</b>	<b>538.136.085</b>	<b>518.176.957</b>	<b>(6.664.929)</b>	<b>(10.259.171)</b>	<b>1.127.009.735</b>	<b>1.199.430.330</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(111.402.729)</b>	<b>(110.276.608)</b>	<b>(107.366.142)</b>	<b>(76.213.126)</b>	<b>(18.834.164)</b>	<b>(7.651.324)</b>	<b>(237.603.035)</b>	<b>(194.141.058)</b>
Ingresos financieros	30.553.073	25.394.095	84.814.279	96.977.392	6.649.187	11.717.036	122.016.539	134.088.523
Gastos financieros	(130.462.387)	(127.432.245)	(194.398.002)	(174.109.300)	(13.866.085)	(18.926.517)	(338.726.474)	(320.468.062)
Resultados por Unidades de Reajuste	(743.782)	(3.909.485)	961.198	1.786	(7.093.440)	(13.130.605)	(6.876.024)	(17.038.304)
Diferencias de cambio	(10.749.633)	(4.328.973)	1.256.383	916.996	(4.523.826)	12.688.762	(14.017.076)	9.276.785
Positivas	15.282.679	23.754.678	2.889.905	4.061.416	27.916.621	40.243.879	46.089.205	68.059.973
Negativas	(26.032.312)	(28.083.651)	(1.633.522)	(3.144.420)	(32.440.447)	(27.555.117)	(60.106.281)	(58.783.188)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	7.754.143	5.819.161	(2.320)	(1.509)	2.320	30.343	7.754.143	5.847.995
Resultado de Otras Inversiones	672.339	375.764	73.786	-	-	-	746.125	375.764
Resultados en Ventas de Activos	25.386	724.563	1.404.692	28.985	2.022.939	(7.925.351)	3.453.017	(7.171.803)
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>492.587.718</b>	<b>588.155.424</b>	<b>432.246.101</b>	<b>441.991.307</b>	<b>(23.473.834)</b>	<b>(25.805.503)</b>	<b>901.359.985</b>	<b>1.004.341.228</b>
Impuesto Sobre Sociedades	(154.230.003)	(181.156.275)	(130.878.358)	(119.169.864)	18.157.793	(16.223.733)	(266.950.568)	(316.549.872)
<b>RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS</b>	<b>338.357.715</b>	<b>406.999.149</b>	<b>301.367.743</b>	<b>322.821.443</b>	<b>(5.316.041)</b>	<b>(42.029.236)</b>	<b>634.409.417</b>	<b>687.791.356</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS</b>	<b>338.357.715</b>	<b>406.999.149</b>	<b>301.367.743</b>	<b>322.821.443</b>	<b>(5.316.041)</b>	<b>(42.029.236)</b>	<b>634.409.417</b>	<b>687.791.356</b>
<b>RESULTADO DEL PERÍODO</b>	<b>338.357.715</b>	<b>406.999.149</b>	<b>301.367.743</b>	<b>322.821.443</b>	<b>(5.316.041)</b>	<b>(42.029.236)</b>	<b>634.409.417</b>	<b>687.791.356</b>
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	264.557.424	319.025.580
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	369.851.993	368.765.776

### 33.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	683.036.978	1.117.076.586	137.277.077	198.804.567	745.507.589	680.639.175	337.422.778	439.170.846	144.917.115	138.640.931	(57.030.161)	(48.367.098)	1.991.131.376	2.525.965.007
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	187.200.155	588.127.702	28.539.239	43.522.761	354.852.089	277.962.207	160.694.616	268.253.856	51.376.703	42.054.742	-	-	782.662.802	1.219.921.268
Otros activos financieros corrientes	1.453.966	47.504	-	143.638	-	-	-	699.517	22.205	48.561	-	-	1.476.171	939.220
Otros Activos No Financieros, Corriente	11.637.281	8.430.910	2.064.033	2.444.742	72.826.509	43.310.736	9.068.663	13.185.071	4.244.111	5.094.852	698.441	-	100.539.038	72.466.311
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	279.071.926	338.292.487	60.600.465	108.345.327	283.188.852	318.551.280	143.947.505	137.785.949	69.112.988	73.975.674	1.896.946	651.671	837.818.682	977.602.388
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	57.030.031	49.976.938	34.742.560	34.084.870	-	-	1.040.648	30.857	392.416	208.696	(59.625.548)	(49.018.769)	33.580.107	35.282.592
Inventarios	52.182.118	37.057.881	5.933.816	4.921.951	999.352	1.266.810	21.202.764	17.676.019	19.524.376	17.002.883	-	-	99.842.426	77.925.544
Activos por impuestos corrientes	94.461.501	95.143.164	5.396.964	5.341.278	33.640.787	39.548.142	1.468.582	1.539.577	244.316	255.523	-	-	135.212.150	141.827.684
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	7.806.154.700	7.893.250.054	566.947.955	593.346.110	3.208.606.383	3.805.276.863	2.389.118.948	2.353.927.049	1.181.155.855	1.246.563.957	(4.397.328.424)	(4.684.458.288)	10.754.655.417	11.207.905.745
Otros activos financieros no corrientes	63.919.970	32.942.181	221.317	161.140	23.274	27.818	1.217.165	1.214.684	3.483.261	3.009.238	-	-	68.864.987	37.355.061
Otros activos no financieros no corrientes	468.411	599.529	1.812.908	1.984.737	86.347.404	106.916.843	-	-	-	-	(28.191)	-	88.600.532	109.501.109
Derechos por cobrar no corrientes	3.722.677	4.531.190	141.203.454	151.690.773	317.469.075	273.379.275	12.585.909	13.727.212	-	-	114.725	-	475.095.840	443.328.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.639.152	6.179.892	-	-	42.203.339	44.861.006	-	-	-	-	(47.842.491)	(51.040.898)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.477.184.874	4.681.940.902	60.166.886	4.727.255	1.038.286.387	1.217.587.204	75	76	47.894.459	49.887.780	(5.611.145.768)	(5.940.949.955)	12.386.913	13.193.262
Activos intangibles distintos de la plusvalía	37.363.010	40.438.658	3.714.712	3.649.971	1.060.478.730	1.375.676.408	41.582.639	44.330.454	2.954.644	3.302.723	-	-	1.146.093.735	1.467.398.214
Plusvalía	2.311.356	2.312.632	(11.136.040)	2.357.592	99.608.974	119.058.905	12.964.799	13.209.651	8.668.964	10.361.690	1.281.795.863	1.329.103.656	1.394.213.916	1.476.404.126
Propiedades, planta y equipo	3.008.506.737	2.998.303.344	365.710.895	424.077.441	387.998.793	479.342.553	2.227.472.599	2.184.994.520	1.116.879.949	1.178.479.794	(21.118.118)	(22.466.646)	7.085.450.855	7.242.731.006
Propiedad de inversión	38.331.943	38.055.889	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	38.331.943	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	168.706.570	87.945.837	5.253.823	4.697.201	176.190.407	188.426.851	93.295.762	96.450.452	1.274.578	1.522.732	895.556	895.555	445.616.696	379.938.628
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>8.489.191.678</b>	<b>9.010.326.640</b>	<b>704.225.032</b>	<b>792.150.677</b>	<b>3.954.113.972</b>	<b>4.485.916.038</b>	<b>2.726.541.726</b>	<b>2.793.097.895</b>	<b>1.326.072.970</b>	<b>1.385.204.888</b>	<b>(4.454.358.585)</b>	<b>(4.732.825.386)</b>	<b>12.745.786.793</b>	<b>13.733.870.752</b>

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011	30-09-2012	31-12-2011
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	649.376.424	661.869.058	521.364.966	494.783.567	459.410.501	650.237.150	366.042.322	483.448.241	175.770.524	170.828.751	(59.535.450)	(633.130)	2.112.429.287	2.460.533.637
Otros pasivos financieros corrientes	229.995.038	88.087.416	145.737.403	105.336.295	144.974.458	288.730.920	46.232.703	124.904.402	76.011.418	65.023.305	-	-	642.951.020	672.082.338
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	213.206.874	405.601.668	282.229.496	283.219.858	226.522.690	234.837.848	192.591.493	223.557.756	54.554.983	68.645.529	7.959.351	19.201.800	977.064.887	1.235.064.459
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	80.992.489	48.929.239	31.919.145	45.686.586	42.357.798	34.092.017	71.457.990	51.713.966	799.060	1.068.536	(71.972.576)	(24.312.705)	155.553.906	157.177.639
Otras provisiones corrientes	45.165.065	54.333.202	28.015.732	25.324.807	1.731.691	6.801.936	6.962	10.860	7.945.658	8.754.075	4.477.775	4.477.775	87.342.883	99.702.655
Pasivos por impuestos corrientes	68.054.559	58.625.870	11.208.537	12.379.051	26.057.512	67.476.356	47.821.314	76.893.506	8.968.031	20.478.459	-	-	162.109.953	235.853.242
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	11.962.399	6.291.663	22.254.653	22.836.970	17.766.352	18.298.073	7.931.860	6.367.751	27.491.374	6.858.847	-	-	87.406.638	60.653.304
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	1.536.773.790	1.819.290.887	131.469.304	206.938.488	872.080.649	929.216.917	968.615.736	928.038.093	466.383.032	527.947.698	(50.586.138)	(34.248.823)	3.924.736.373	4.377.183.260
Otros pasivos financieros no corrientes	1.207.123.377	1.538.473.627	41.222.548	113.544.053	497.107.090	515.352.311	826.990.735	782.142.214	275.009.450	321.843.088	-	-	2.847.453.200	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	187.072	1.146.930	11.989.176	13.157.677	-	-	-	-	-	-	12.176.248	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	36.746.339	34.248.823	-	-	-	-	-	-	(36.746.339)	(34.248.823)	-	-
Otros pasivos no corrientes	18.465.092	17.935.877	8.410.433	9.239.778	157.707.007	168.801.883	13.531.570	4.762.542	1.778.363	1.833.561	-	-	199.892.465	202.573.641
Pasivo por impuestos diferidos	243.650.669	204.262.599	11.147.090	13.419.881	74.670.724	67.691.941	30.164.775	19.717.371	188.261.159	203.346.463	-	-	547.894.417	508.438.255
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	35.670.125	35.817.248	6.403.491	7.627.051	125.442.764	149.353.832	79.420.832	84.727.882	-	-	-	-	246.937.212	277.526.013
Otros pasivos no financieros no corrientes	31.864.527	22.801.536	27.352.331	27.711.972	5.163.888	14.859.273	18.507.824	36.688.084	1.334.060	924.586	(13.839.799)	-	70.382.831	102.985.451
<b>PATRIMONIO NETO</b>	6.303.041.464	6.529.166.695	51.390.762	90.428.622	2.622.622.822	2.906.461.971	1.391.883.668	1.381.611.561	683.919.414	686.428.439	(4.344.236.997)	(4.697.943.433)	6.708.621.133	6.896.153.855
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	6.303.041.464	6.529.166.695	51.390.762	90.428.622	2.622.622.822	2.906.461.971	1.391.883.668	1.381.611.561	683.919.414	686.428.439	(4.344.236.997)	(4.697.943.433)	3.796.128.723	6.896.153.855
Capital emitido	5.181.648.569	5.517.944.809	200.340.431	230.798.614	942.539.641	1.768.841.536	162.912.152	150.811.424	217.000.763	197.139.383	(3.879.558.722)	(5.040.652.931)	2.824.882.834	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.682.529.224	2.728.371.595	(144.857.193)	(99.901.666)	415.634.091	459.494.106	537.138.154	125.770.175	119.815.864	72.384.455	(1.266.963.218)	(1.053.149.787)	2.343.296.922	2.232.968.878
Primas de emisión	365.334.507	158.759.648	-	-	627.739.694	-	3.500.973	-	-	-	(837.815.526)	-	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.926.470.836)	(1.875.909.357)	(4.092.476)	(40.468.326)	636.709.396	678.126.329	688.332.389	1.105.029.962	347.102.787	416.904.601	1.640.100.469	1.395.859.285	(1.530.810.681)	1.679.542.494
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.912.492.410	3.000.425.251
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>8.489.191.678</b>	<b>9.010.326.640</b>	<b>704.225.032</b>	<b>792.150.677</b>	<b>3.954.113.972</b>	<b>4.485.916.038</b>	<b>2.726.541.726</b>	<b>2.793.097.895</b>	<b>1.326.072.970</b>	<b>1.385.204.888</b>	<b>(4.454.358.585)</b>	<b>(4.732.825.386)</b>	<b>12.745.786.793</b>	<b>13.733.870.752</b>





### 33.4 Generación y distribución por países.

#### a) Generación

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>ACTIVOS</b>															
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	338.913.577	581.738.393	71.537.186	113.950.708	225.082.854	229.070.896	176.295.383	239.044.005	71.115.726	75.650.050	(42.385.531)	(26.868.729)	840.559.195	1.212.585.323	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	41.942.136	230.289.585	11.502.664	22.383.610	147.128.916	131.040.180	62.506.367	136.260.140	31.828.244	32.764.569	-	-	294.908.327	552.738.084	
Otros activos financieros corrientes	543.565	47.504	-	143.638	-	-	-	674.506	22.205	48.561	-	-	565.770	914.209	
Otros Activos No Financieros, Corriente	8.788.918	5.388.772	858.164	1.197.748	15.923.518	14.283.730	4.777.824	7.964.428	1.387.491	2.458.301	767	-	31.736.682	31.292.979	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	111.862.670	175.085.843	19.632.842	54.090.162	37.090.417	63.940.752	50.319.698	45.507.596	17.439.289	16.985.155	586.444	-	236.931.360	355.609.508	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	50.982.818	58.683.378	33.948.424	33.441.555	17.299.048	19.803.730	40.859.920	35.104.241	7.811.984	10.509.205	(42.972.742)	(26.868.729)	107.929.452	130.673.380	
Inventarios	44.535.938	29.481.511	3.186.337	1.783.282	21.678	2.504	16.364.476	11.993.970	12.401.155	12.645.501	-	-	76.509.584	55.906.768	
Activos por impuestos corrientes	80.257.532	82.761.800	2.408.755	910.713	7.619.277	-	1.467.098	1.539.124	225.358	238.758	-	-	91.978.020	85.450.395	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	4.140.441.580	4.058.185.785	263.514.501	319.979.207	493.928.397	600.244.367	1.454.111.236	1.393.219.292	750.022.259	812.558.136	(1.050.826.023)	(1.029.913.225)	6.051.191.950	6.154.273.562	
Otros activos financieros no corrientes	33.720.931	12.014.822	127.898	161.140	1	-	1.208.239	1.205.585	406.938	216.790	-	-	35.464.007	13.598.337	
Otros activos no financieros no corrientes	126.354	342.343	1.212.658	1.099.011	24.267.446	27.290.081	-	-	-	-	(26.848)	-	25.579.610	28.731.435	
Derechos por cobrar no corrientes	5.903	160.518	139.472.994	150.312.091	2.896.631	21.685.968	2.996.938	3.241.735	-	-	-	-	145.372.466	175.400.312	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.639.152	6.179.892	-	-	39.502.408	42.997.790	-	-	-	-	(45.141.560)	(51.040.898)	-	(1.863.216)	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.599.736.458	1.594.961.765	2.883.101	3.428.479	9.036.984	10.801.536	-	-	47.894.460	49.887.780	(1.102.576.792)	(1.067.411.405)	556.974.211	591.668.155	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	11.523.361	11.005.836	134.808	176.228	2.974.928	1.410.902	21.546.259	22.281.991	381.495	457.861	-	-	36.560.851	35.332.818	
Plusvalía	12.748	14.024	(11.136.040)	2.357.592	-	-	5.031.630	5.126.657	8.668.964	10.361.690	96.919.177	88.539.078	99.496.479	106.399.041	
Propiedades, planta y equipo	2.400.501.339	2.400.516.617	125.565.259	157.747.465	368.221.938	456.994.530	1.365.956.122	1.302.924.129	691.395.824	750.111.283	-	-	4.951.640.482	5.068.294.024	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	89.175.334	32.989.968	5.253.823	4.697.201	47.028.061	39.063.560	57.372.048	58.439.195	1.274.578	1.522.732	-	-	200.103.844	136.712.656	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>4.479.355.157</b>	<b>4.639.924.178</b>	<b>335.051.687</b>	<b>433.929.915</b>	<b>719.011.251</b>	<b>829.315.263</b>	<b>1.630.406.619</b>	<b>1.632.263.297</b>	<b>821.137.985</b>	<b>888.208.186</b>	<b>(1.093.211.554)</b>	<b>(1.056.781.954)</b>	<b>6.891.751.145</b>	<b>7.366.858.885</b>	

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>															
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	603.465.586	419.861.754	199.123.867	184.089.684	179.860.598	223.439.239	189.290.538	220.413.976	67.033.854	77.444.300	(50.019.465)	25.000.330	1.188.754.978	1.150.249.283	
Otros pasivos financieros corrientes	215.429.821	73.513.845	126.026.078	82.987.086	30.493.092	62.027.186	23.741.641	113.869.956	36.217.580	32.976.929	-	-	431.908.212	365.375.002	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	93.037.015	210.953.110	31.437.108	47.852.899	36.360.427	47.171.805	77.965.241	50.897.328	20.577.954	23.834.560	8.137.174	(7.957)	267.514.919	380.701.745	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	209.199.618	69.582.013	30.621.016	43.569.836	100.953.777	81.664.568	60.534.950	14.328.510	263.238	13.875	(58.156.639)	25.008.287	343.415.960	234.167.089	
Otras provisiones corrientes	27.572.547	29.277.728	1.146.762	3.901.399	-	-	6.963	10.860	3.326.976	2.840.237	-	-	32.053.248	36.030.224	
Pasivos por impuestos corrientes	47.478.906	31.286.802	8.030.073	5.362.401	10.273.438	30.425.114	25.638.728	40.779.406	4.149.018	14.748.267	-	-	95.570.163	122.601.990	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	10.747.679	5.248.256	1.862.830	416.063	1.779.864	2.150.566	1.403.015	527.916	2.499.088	3.030.432	-	-	18.292.476	11.373.233	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	892.768.282	1.193.061.174	101.157.778	165.441.384	41.371.680	58.875.184	610.060.923	530.859.723	275.246.854	317.338.453	(29.311.828)	(34.248.823)	1.891.293.689	2.231.327.095	
Otros pasivos financieros no corrientes	644.871.099	975.588.006	25.835.979	87.602.569	29.952.100	36.725.221	557.680.513	486.420.793	136.219.098	169.238.940	-	-	1.394.558.789	1.755.575.529	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	187.072	241.287	-	1.947	-	-	-	-	-	-	187.072	243.234	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	81.953	36.746.339	34.248.823	-	-	-	-	-	-	(29.515.391)	(34.248.823)	7.230.948	81.953	
Otras provisiones no corrientes	10.540.261	10.251.812	-	-	7.020.628	8.596.721	8.933.716	316.576	1.616.002	1.668.030	-	-	28.110.607	20.833.139	
Pasivo por impuestos diferidos	211.308.339	177.178.521	11.147.090	13.419.881	1.673.582	4.538.425	11.675.261	-	137.411.754	146.431.483	-	-	373.216.026	341.568.310	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	12.132.596	12.334.488	1.912.063	2.216.852	-	-	20.668.972	21.953.569	-	-	-	-	34.713.631	36.504.909	
Otros pasivos no financieros no corrientes	13.915.987	17.626.394	25.329.235	27.711.972	2.725.370	9.012.870	11.102.461	22.168.785	-	-	203.563	-	53.276.616	76.520.021	
<b>PATRIMONIO NETO</b>	2.983.121.289	3.027.001.250	34.770.042	84.398.847	497.778.973	547.000.840	831.055.158	880.989.598	478.857.277	493.425.433	(1.013.880.261)	(1.047.533.461)	3.811.702.478	3.985.282.507	
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	2.983.121.289	3.027.001.250	34.770.042	84.398.847	497.778.973	547.000.840	831.055.158	880.989.598	478.857.277	493.425.433	(1.013.880.261)	(1.047.533.461)	3.811.702.478	3.985.282.507	
Capital emitido	1.943.391.772	2.153.213.074	60.871.687	92.185.037	169.465.422	204.171.117	159.444.502	142.906.410	180.486.999	164.297.758	(1.024.494.379)	(1.003.883.359)	1.489.166.003	1.752.890.037	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.100.272.729	1.140.321.396	(7.156.730)	(7.554.043)	129.480.656	202.644.366	461.309.686	128.464.532	64.318.916	70.760.796	52.299.517	303.782.125	1.800.524.774	1.838.419.172	
Primas de emisión	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206.008.557	-	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(266.551.769)	(266.533.220)	(18.944.915)	(232.147)	198.832.895	140.185.357	210.300.970	609.618.656	234.051.362	258.366.879	(41.685.399)	(347.432.227)	316.003.144	393.973.298	
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>4.479.355.157</b>	<b>4.639.924.178</b>	<b>335.051.687</b>	<b>433.929.915</b>	<b>719.011.251</b>	<b>829.315.263</b>	<b>1.630.406.619</b>	<b>1.632.263.297</b>	<b>821.137.985</b>	<b>888.208.186</b>	<b>(1.093.211.554)</b>	<b>(1.056.781.954)</b>	<b>6.891.751.145</b>	<b>7.366.858.885</b>	



b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>ACTIVOS</b>														
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	173.055.812	193.667.154	65.803.599	84.947.442	462.083.376	424.487.557	219.178.540	239.448.013	81.374.299	73.305.844	(7.645.980)	(8.446.413)	993.849.646	1.007.409.597
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	2.221.685	26.582.727	17.006.714	21.100.767	142.453.677	109.978.438	98.188.249	131.993.716	19.548.457	9.290.173	-	-	279.418.782	298.945.821
Otros activos financieros corrientes	445.343	-	-	-	-	-	-	25.011	-	-	-	-	445.343	25.011
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.244.575	2.312.576	1.205.668	1.246.994	55.121.280	27.375.759	4.290.838	5.220.643	2.856.620	2.636.552	-	-	65.718.981	38.792.524
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	156.168.135	152.223.272	40.967.623	54.255.165	245.994.632	254.576.869	93.627.806	92.278.353	51.673.699	56.990.519	-	-	588.431.895	610.324.178
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9.754.344	10.623.831	891.884	776.127	-	-	18.231.875	4.247.788	153.342	14.453	(7.645.980)	(8.446.413)	21.385.465	7.215.786
Inventarios	2.045.516	1.924.748	2.747.479	3.138.669	977.675	1.252.066	4.838.288	5.682.049	7.123.222	4.357.382	-	-	17.732.180	16.354.914
Activos por impuestos corrientes	176.214	-	2.984.231	4.429.720	17.536.112	31.304.425	1.484	453	18.959	16.765	-	-	20.717.000	35.751.363
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	1.093.955.032	1.116.514.950	246.173.794	272.099.510	1.681.315.893	1.994.823.050	935.007.715	960.707.757	431.133.595	434.005.821	-	-	4.387.586.029	4.778.151.088
Otros activos financieros no corrientes	25.350	25.176	93.420	-	-	-	8.926	9.099	3.076.323	2.792.448	-	-	3.204.019	2.826.723
Otros activos no financieros no corrientes	336.288	229.343	600.250	885.726	62.044.409	79.626.762	-	-	-	-	-	-	62.980.947	80.741.831
Derechos por cobrar no corrientes	3.038.940	3.699.470	1.730.460	1.378.682	314.572.444	251.693.307	9.588.971	10.485.477	-	-	-	-	328.930.815	267.256.936
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	98.652	117.946	-	-	-	-	-	-	98.652	117.946
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	469.482.531	503.579.522	24.124	31.383	-	-	75	76	-	-	-	-	469.506.730	503.610.981
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.241.456	15.263.011	3.579.905	3.473.743	1.057.408.318	1.374.215.991	20.036.380	22.048.463	2.573.148	2.844.862	-	-	1.096.839.207	1.417.846.070
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	99.608.974	119.058.905	7.933.169	8.082.994	-	-	-	-	109.782.621	129.382.377
Propiedades, planta y equipo	595.693.806	583.180.744	240.145.635	266.329.976	18.420.750	20.746.848	861.516.479	882.070.391	425.484.124	428.368.511	-	-	2.141.260.794	2.180.696.470
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	9.896.183	8.297.206	-	-	129.162.346	149.363.291	35.923.715	38.011.257	-	-	-	-	174.982.244	195.671.754
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.267.010.844</b>	<b>1.310.182.104</b>	<b>311.977.393</b>	<b>357.046.952</b>	<b>2.143.399.269</b>	<b>2.419.310.607</b>	<b>1.154.186.255</b>	<b>1.200.155.770</b>	<b>512.507.894</b>	<b>507.311.665</b>	<b>(7.645.980)</b>	<b>(8.446.413)</b>	<b>5.381.435.675</b>	<b>5.785.560.685</b>

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	170.845.982	196.759.945	322.285.256	310.638.397	394.249.310	489.046.971	234.802.934	302.355.437	116.309.581	103.699.413	(7.645.980)	(8.446.413)	1.230.847.083	1.394.053.750
Otros pasivos financieros corrientes	5.974	26.351	19.711.325	22.349.209	114.481.366	226.703.734	22.491.063	11.034.446	39.793.838	32.046.376	-	-	196.483.566	292.160.116
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	80.724.096	137.937.525	250.310.226	235.366.718	187.010.211	183.352.939	114.626.252	172.660.428	33.977.030	44.810.969	-	-	666.647.815	774.128.579
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	64.155.544	23.267.428	1.832.731	2.249.562	61.496.095	20.937.120	68.974.187	76.706.628	8.108.733	11.369.623	(7.645.980)	(8.446.413)	196.921.310	126.083.948
Otras provisiones corrientes	6.843.207	9.088.010	26.868.970	21.423.408	1.731.691	6.801.936	-	-	4.618.682	5.913.838	-	-	40.062.550	43.227.192
Pasivos por impuestos corrientes	18.488.095	25.872.525	3.170.180	7.016.288	14.382.234	36.202.808	22.182.587	36.114.100	4.819.014	5.730.192	-	-	63.042.110	110.935.913
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	629.066	568.106	20.391.824	22.233.212	15.147.713	15.048.434	6.528.845	5.839.835	24.992.284	3.828.415	-	-	67.689.732	47.518.002
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	70.939.304	52.473.555	30.311.528	41.497.104	822.555.623	870.301.120	358.554.812	397.178.370	191.136.177	210.609.245	-	-	1.473.497.444	1.572.059.394
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	15.386.570	25.941.484	467.154.990	478.627.090	269.310.221	295.721.421	138.790.351	152.604.148	-	-	890.642.132	952.894.143
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	905.643	11.989.176	13.155.174	-	-	-	-	-	-	11.989.176	14.060.817
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	7.924.831	7.618.844	8.410.433	9.239.778	144.423.874	160.166.774	4.597.854	4.445.966	162.361	165.531	-	-	165.519.353	181.636.893
Pasivo por impuestos diferidos	27.896.889	22.742.572	-	-	72.997.142	63.153.516	18.489.515	19.717.371	50.849.406	56.914.980	-	-	170.232.952	162.528.439
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	17.221.293	17.289.987	4.491.429	5.410.199	125.442.764	149.352.163	58.751.859	62.774.313	-	-	-	-	205.907.345	234.826.662
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.896.291	4.822.152	2.023.096	-	547.677	5.846.403	7.405.363	14.519.299	1.334.059	924.586	-	-	29.206.486	26.112.440
<b>PATRIMONIO NETO</b>	1.025.225.558	1.060.948.604	(40.619.391)	4.911.451	926.594.336	1.059.962.516	560.828.509	500.621.963	205.062.136	193.003.007	-	-	2.677.091.148	2.819.447.541
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	1.025.225.558	1.060.948.604	(40.619.391)	4.911.451	926.594.336	1.059.962.516	560.828.509	500.621.963	205.062.136	193.003.007	-	-	2.677.091.148	2.819.447.541
Capital emitido	367.928.682	368.494.984	86.426.782	135.477.599	335.406.986	466.167.408	3.467.650	7.905.014	36.513.763	32.841.625	-	-	829.743.863	1.010.886.630
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.020.859.477	978.146.893	(130.522.789)	(92.338.025)	146.523.781	72.309.174	75.828.468	(2.694.357)	55.496.948	1.623.660	-	-	1.168.185.885	957.047.345
Primas de emisión	566.302	-	-	-	-	-	3.500.973	-	-	-	-	-	4.067.275	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(364.128.903)	(285.693.273)	3.476.616	(38.228.123)	444.663.569	521.485.934	478.031.418	495.411.306	113.051.425	158.537.722	-	-	675.094.125	851.513.566
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>1.267.010.844</b>	<b>1.310.182.104</b>	<b>311.977.393</b>	<b>357.046.952</b>	<b>2.143.399.269</b>	<b>2.419.310.607</b>	<b>1.154.186.255</b>	<b>1.200.155.770</b>	<b>512.507.894</b>	<b>507.311.665</b>	<b>(7.645.980)</b>	<b>(8.446.413)</b>	<b>5.381.435.675</b>	<b>5.785.560.685</b>

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$	30-09-2012 M\$	30-09-2011 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	<b>744.752.222</b>	<b>778.004.929</b>	<b>241.861.711</b>	<b>205.924.443</b>	<b>1.410.389.831</b>	<b>1.471.514.611</b>	<b>665.295.201</b>	<b>595.808.434</b>	<b>288.590.974</b>	<b>238.636.323</b>	-	-	<b>3.350.889.939</b>	<b>3.289.888.740</b>
Ventas	738.042.884	769.463.171	231.867.956	199.854.434	1.292.810.005	1.331.963.949	640.367.739	574.009.222	274.062.793	225.933.653	-	-	3.177.151.377	3.101.224.429
Ventas de energía	658.671.752	695.675.133	219.976.501	185.897.269	1.210.742.638	1.238.408.314	553.086.135	494.960.786	266.837.091	219.487.297	-	-	2.909.314.117	2.834.228.799
Otras ventas	4.400.178	3.427.963	255.373	-	-	-	2.030.425	1.637.184	29.522	12.852	-	-	6.715.498	5.077.999
Otras prestaciones de servicios	74.970.954	70.360.075	11.636.082	14.157.165	82.067.367	93.555.635	85.251.179	77.411.252	7.196.180	6.433.504	-	-	261.121.762	261.917.631
Otros ingresos de explotación	6.709.338	8.541.758	9.993.755	6.070.009	117.579.826	139.550.662	24.927.462	21.799.212	14.528.181	12.702.670	-	-	173.738.562	188.664.311
<b>APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS</b>	<b>(552.259.510)</b>	<b>(592.283.515)</b>	<b>(133.291.999)</b>	<b>(103.824.508)</b>	<b>(935.620.893)</b>	<b>(965.546.341)</b>	<b>(361.032.580)</b>	<b>(328.111.668)</b>	<b>(188.514.133)</b>	<b>(145.997.332)</b>	-	-	<b>(2.170.719.115)</b>	<b>(2.135.763.364)</b>
Compras de energía	(491.195.597)	(537.748.341)	(132.947.018)	(102.329.143)	(605.961.097)	(513.882.826)	(271.950.022)	(244.990.813)	(171.300.038)	(135.963.479)	-	-	(1.573.353.772)	(1.534.914.602)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(43.501.410)	(38.642.979)	(210.529)	(738.920)	(97.886.140)	(68.514.783)	(63.537.234)	(61.010.951)	-	-	-	-	(205.135.313)	(168.907.633)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(17.562.503)	(15.892.195)	(134.452)	(756.445)	(331.773.656)	(383.148.732)	(25.545.324)	(22.109.904)	(17.214.095)	(10.033.853)	-	-	(392.230.030)	(431.941.129)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>192.492.712</b>	<b>185.721.414</b>	<b>108.569.712</b>	<b>102.099.935</b>	<b>474.768.938</b>	<b>505.968.270</b>	<b>304.262.621</b>	<b>267.696.766</b>	<b>100.076.841</b>	<b>92.638.991</b>	-	-	<b>1.180.170.824</b>	<b>1.154.125.376</b>
<b>Trabajos para el Inmovilizado</b>	<b>2.048.316</b>	<b>2.069.066</b>	<b>9.317.777</b>	<b>8.618.338</b>	<b>11.932.405</b>	<b>13.153.607</b>	<b>1.729.629</b>	<b>2.813.677</b>	<b>1.804.083</b>	<b>1.651.945</b>	-	-	<b>26.832.210</b>	<b>28.306.633</b>
<b>Gastos de Personal</b>	<b>(19.197.843)</b>	<b>(20.979.807)</b>	<b>(69.953.749)</b>	<b>(62.502.768)</b>	<b>(63.123.057)</b>	<b>(65.591.823)</b>	<b>(25.175.341)</b>	<b>(25.590.690)</b>	<b>(12.833.477)</b>	<b>(5.662.538)</b>	-	-	<b>(190.283.467)</b>	<b>(180.327.626)</b>
<b>Otros Gastos Fijos de Explotación</b>	<b>(45.502.916)</b>	<b>(44.873.970)</b>	<b>(72.020.269)</b>	<b>(57.396.013)</b>	<b>(106.889.723)</b>	<b>(112.606.632)</b>	<b>(44.436.443)</b>	<b>(70.979.606)</b>	<b>(17.548.772)</b>	<b>(17.923.434)</b>	-	-	<b>(286.398.123)</b>	<b>(303.779.655)</b>
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>129.840.269</b>	<b>121.936.703</b>	<b>(24.086.529)</b>	<b>(9.180.508)</b>	<b>316.688.563</b>	<b>340.923.422</b>	<b>236.380.466</b>	<b>173.940.147</b>	<b>71.498.675</b>	<b>70.704.964</b>	-	-	<b>730.321.444</b>	<b>698.324.728</b>
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(24.187.845)	(24.027.321)	(11.915.767)	(11.121.522)	(85.621.759)	(80.973.127)	(52.100.678)	(47.966.461)	(18.359.310)	(16.059.340)	-	-	(192.185.359)	(180.147.771)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>105.652.424</b>	<b>97.909.382</b>	<b>(36.002.296)</b>	<b>(20.302.030)</b>	<b>231.066.804</b>	<b>259.950.295</b>	<b>184.279.788</b>	<b>125.973.686</b>	<b>53.139.365</b>	<b>54.645.624</b>	-	-	<b>538.136.085</b>	<b>518.176.957</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>7.964.339</b>	<b>8.005.091</b>	<b>(15.879.146)</b>	<b>(5.808.536)</b>	<b>(72.062.365)</b>	<b>(44.784.494)</b>	<b>(20.569.768)</b>	<b>(25.052.146)</b>	<b>(6.819.247)</b>	<b>(8.682.480)</b>	<b>45</b>	<b>109.439</b>	<b>(107.366.142)</b>	<b>(76.213.126)</b>
Ingresos financieros	8.225.865	12.509.885	4.012.220	5.207.723	62.591.291	74.064.392	6.567.155	3.867.496	3.265.177	1.327.896	152.571	-	84.814.279	96.977.392
Gastos financieros	(1.097.199)	(3.934.372)	(20.435.985)	(11.608.371)	(135.379.490)	(119.557.526)	(27.197.938)	(28.919.999)	(10.287.390)	(10.089.032)	-	-	(194.398.002)	(174.109.300)
Resultados por Unidades de Reajuste	961.198	1.786	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	961.198	1.786
Diferencias de cambio	(125.525)	(572.208)	544.619	592.112	725.834	708.640	61.015	357	202.966	78.656	(152.526)	109.439	1.256.383	916.996
Positivas	515.694	698.161	740.968	794.627	763.169	1.979.656	272.606	263.898	669.922	392.937	(72.454)	(67.863)	2.889.905	4.061.416
Negativas	(641.219)	(1.270.369)	(196.349)	(202.515)	(37.335)	(1.271.016)	(211.591)	(263.541)	(466.956)	(314.281)	(80.072)	177.302	(1.633.522)	(3.144.420)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	(2.320)	(1.509)	-	-	-	-	-	-	-	-	(2.320)	(1.509)
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	-	-	73.786	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.786	-
Resultados en Ventas de Activos	(79.446)	2.143	-	-	2.032.322	-	(525.630)	(29.023)	(22.554)	55.865	-	-	1.404.692	28.985
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>113.537.317</b>	<b>105.916.616</b>	<b>(51.809.976)</b>	<b>(26.112.075)</b>	<b>161.036.761</b>	<b>215.165.801</b>	<b>163.184.390</b>	<b>100.892.517</b>	<b>46.297.564</b>	<b>46.019.009</b>	<b>45</b>	<b>109.439</b>	<b>432.246.101</b>	<b>441.991.307</b>
Impuesto Sobre Sociedades	(20.717.235)	(22.105.084)	3.101.903	9.041.937	(45.811.586)	(49.400.978)	(54.407.691)	(44.615.694)	(13.043.749)	(12.090.045)	-	-	(130.878.358)	(119.169.864)
<b>RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS</b>	<b>92.820.082</b>	<b>83.811.532</b>	<b>(48.708.073)</b>	<b>(17.070.138)</b>	<b>115.225.175</b>	<b>165.764.823</b>	<b>108.776.699</b>	<b>56.276.823</b>	<b>33.253.815</b>	<b>33.928.964</b>	<b>45</b>	<b>109.439</b>	<b>301.367.743</b>	<b>322.821.443</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS</b>	<b>92.820.082</b>	<b>83.811.532</b>	<b>(48.708.073)</b>	<b>(17.070.138)</b>	<b>115.225.175</b>	<b>165.764.823</b>	<b>108.776.699</b>	<b>56.276.823</b>	<b>33.253.815</b>	<b>33.928.964</b>	<b>45</b>	<b>109.439</b>	<b>301.367.743</b>	<b>322.821.443</b>
<b>RESULTADO DEL PERÍODO</b>	<b>92.820.082</b>	<b>83.811.532</b>	<b>(48.708.073)</b>	<b>(17.070.138)</b>	<b>115.225.175</b>	<b>165.764.823</b>	<b>108.776.699</b>	<b>56.276.823</b>	<b>33.253.815</b>	<b>33.928.964</b>	<b>45</b>	<b>109.439</b>	<b>301.367.743</b>	<b>322.821.443</b>
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 septiembre 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\$	43.172.094	M\$	66.675.517	73.262.031	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	19.771.568	M\$	4.737.700	5.192.000	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	M\$	3.994.314	M\$	3.328.595	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	7.338.697	M\$	6.843.944	-	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Edegel	Acreedor	Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	94.105.221	M\$	2.121.712	7.127.904	-	-	-	-	-	-
Scotiabank	Chinango	Acreedor	Prenda	Flujos de Cobranza	M\$	-	M\$	14.686.870	16.095.200	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	97.034.059	109.265.974	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank (*) / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	30.060.707	M\$	61.647.875	55.264.828	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	2.775.418	M\$	123.995.006	140.483.626	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	11.505.195	M\$	70.703.839	99.126.606	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	124.760.941	M\$	32.497.298	38.087.401	-	-	-	-	-	-

Al 30 de septiembre de 2012 Enersis tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 24.244.595.578 (M\$ 33.215.671.295 al 30 de septiembre de 2011).

#### 34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 30 de septiembre 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\$	23.889.732	M\$	23.889.732	55.410.663	-	-	-	-	-	-
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	20.052.251	M\$	20.052.251	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 año 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. (“CELFL”). El contrato fue rescindido por CELFL con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasileira de distribución Ampla. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. 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 supuesta 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 y el Estado de Rio de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos favorablemente por la primera sala del STJ con fecha 28 agosto de este año 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante (Meridional) impugnó esta decisión. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a US\$434,65 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 brasileira 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\$ 57,10 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\$56,29 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 Energía). Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$ 117.666.976,00 – aproximadamente US\$ 57,94 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\$ 256,47 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 (Secretaría de Receita Federal). 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\$ 87,22 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 ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales. 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 vista de la causa o juzgamiento ha sido suspendida en varias ocasiones por miembros de la Cámara. La cuantía asciende a US\$ 397,99 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 desestimó el Recurso presentado por AMPLA, por lo que se pone fin a la vía administrativa. Con fecha 29 Agosto 2012 antes que fuera iniciada la instancia judicial, Ampla decidió adoptar una estrategia extraordinaria de solicitar a las autoridades administrativas la revisión de la decisión en base a la ley de amnistía. La petición fue presentada ante el órgano competente de la Hacienda Pública Estadual y ante el propio Gobernador del Estado de Rio de Janeiro. Se espera el análisis de la petición presentada. Sin perjuicio de lo anterior, Ampla seguirá preparándose para recurrir ante los tribunales de justicia, con probabilidad de éxito posible, lo que implica garantizar previamente la deuda tributaria acrecida en 40%. La cuantía asciende a US\$ 101,99 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 Electrógénos”, 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 Electrógénico 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 electrógeno, 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 desaduanar 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\$ 37,91 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 al estado procesal, terminado período ordinario de prueba. Pendiente algunas diligencias probatorias, peritajes, e inspección ocular del Tribunal. Testimoniales rendidas.

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 Pangue, 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\$ 37,40 millones). En dos de estos juicios se ha dictado sentencia favorable a Pangue 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. Con respecto a los restantes, en una de ellas, con fecha 27 de junio de 2012, se dictó sentencia de primera instancia, que rechaza la demanda en todas sus partes. En contra de dicha sentencia, el demandante interpuso recurso de apelación, el que a la fecha, se encuentra pendiente su vista. En la otra, se encuentra terminado el término probatorio, y se está a la espera del llamado a oír 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, sentencia que fue apelada, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista. 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\$ 30,83 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 diligencia pendiente de absolución de posiciones; 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 en uno de ellos (rol N°16025-2012), fue acogida, declarando abandonado el procedimiento, y en la otra, fue denegada, presentándose en contra de dicha resolución, recurso de apelación, recurso que a la fecha, se encuentra pendiente su vista. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

15.- 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\$1.666,185 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. 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. El Consejo de Estado resolvió el recurso de apelación manteniendo la vinculación de Alpina y está pendiente que el proceso regrese al Juzgado 5 Administrativo para continuar con el curso del proceso.

16.- 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”.

En mayo de 2012, Edegel presentó Demanda Contencioso Administrativa (DCA) contra la Resolución del Tribunal Fiscal. En Junio de 2012: Edegel presentó ante SUNAT un escrito para el recálculo de la deuda mantenida por el Tribunal Fiscal y que es materia de reliquidación por la



SUNAT. El 19 de junio de 2012, Edegel es notificada con la Resolución de Intendencia N°0150150001103, en la cual consta el recálculo realizado por SUNAT de la deuda tributaria. El 26 de junio de 2012, Edegel efectuó pago parcial de la deuda actualizada a dicha fecha, excepto en la parte referida a la Participación de los Trabajadores en las Utilidades. Cabe señalar que el pago ha sido realizado sobre la base del criterio adoptado por el Tribunal Fiscal en el expediente por IR 1999. Dicho pago no ha significado desistimiento alguno en la pretensión de Edegel, es decir, el litigio se mantiene. En Julio de 2012, Edegel fue notificada de Resolución de Intendencia de la SUNAT que desestima el recálculo. Edegel presentó recurso de apelación parcial en contra de la Resolución de la SUNAT. El expediente de apelación fue elevado al Tribunal Fiscal para su resolución. En agosto 2012, el Juez admite a tramitación la DCA y dicta traslado de la misma para que el TF y la SUNAT den contestación a la DCA. En conclusión el estado procesal es el siguiente: Respecto al ejercicio 1999, se dictó fallo parcialmente favorable a la empresa que dispuso que la SUNAT efectuó recálculo de la deuda. En el Tribunal Fiscal se está a la espera de la resolución por el Tribunal Fiscal del recurso de apelación en contra de la Resolución de Intendencia de la SUNAT que efectuó el recálculo de la deuda. En Poder Judicial (PJ), la Demanda Contenciosa Administrativa (DCA) se encuentra admitida a trámite y está pendiente que se evacue traslado (que se conteste) por el TF y la SUNAT. Respecto de los ejercicios 2000 y 2001 se presentaron los informes orales y escrito de alegatos. Se está a la espera de la Resolución por el Tribunal Fiscal. La cuantía de estas reclamaciones asciende a aprox. US\$ 27,54 millones.

17.- 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\$ 57,04 millones.

18 - Con fecha 24 de mayo de 2011, ENDESA CHILE fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberaños 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. A la fecha se encuentra pendiente la notificación del auto de prueba al Fisco, razón por la cual, no ha empezado a correr el término probatorio.

19.- 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\$ 54,09 millones.

La Administración de Enersis S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados 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, y su vencimiento es diciembre de 2012.

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 exigirlo 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. El último Yankee Bond de Enersis S.A. vence en diciembre de 2026, y el de Endesa Chile en febrero de 2097.

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

Los covenants financieros 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 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 septiembre de 2012, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 6.708.621 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 septiembre de 2012, la Razón de Endeudamiento fue de 0,90.

- 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 corresponden a la suma entre el Pasivo Corriente Total y Pasivo No Corriente Total, descontando los Pasivos Garantizados a través de Garantías Directas. Al 30 de septiembre de 2012, la relación mencionada fue de 1,81.

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), mientras que los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de septiembre 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 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 es 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 es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 30 de septiembre de 2012, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.

- 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 septiembre de 2012, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.487.882 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 es 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 septiembre de 2012, la relación mencionada fue de 6,71.

- 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 es 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 septiembre de 2012, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 433,9 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 es 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 es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio Neto Atribuible a la Sociedad Dominante y Participaciones Minoritarias. Al 30 de septiembre de 2012, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,35.

- 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), mientras que los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 30 de septiembre 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 septiembre 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 septiembre 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, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 30 de septiembre de 2012, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 2ª y 3ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es 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 septiembre 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, cuyo último vencimiento es 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 septiembre de 2012, el covenant financiero más restrictivo era el de Cobertura de Intereses, correspondiente a los préstamos con Deutsche Bank, Standard Bank e Itaú que vencen 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 septiembre de 2012 y al 31 de diciembre 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, por el cual no se ha recibido dispensa por el incumplimiento de pago. El periodo de gracia establecido era de 180 días, y expiró el pasado 26 de septiembre. Endesa Costanera tampoco ha efectuado el pago de una segunda cuota por US\$ 17 millones que venció al cierre del mes de septiembre. Bajo los términos del contrato, y dado que ya expiró el periodo de gracia de 180 días, si Mitsubishi Corporation quisiera acelerar la deuda en relación a este préstamo, tendría que notificar formalmente tal aceleración con diez días de anticipación. A la fecha, Endesa Costanera no ha recibido tal notificación de Mitsubishi Corporation, y las negociaciones para reprogramar los pagos no realizados siguen en curso. Si Mitsubishi Corporation enviara una comunicación formal de aceleración, un total de US\$ 141 millones del préstamo se harían exigibles. Nada de lo anterior 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.

- 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. Con fecha 13 de septiembre de 2012 el ENRE, mediante Resolución N° 246/2012 informa que el “ Veedor” se mantendrá por otros 45 días más prorrogables. 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 y 20 de septiembre respectivamente , ha presentado el correspondiente recurso ante el ENRE.



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

País	30-09-2012				Promedio del periodo
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	89	2.071	317	<b>2.477</b>	2.435
Argentina	42	2.422	912	<b>3.376</b>	3.348
Brasil	37	2.426	270	<b>2.733</b>	2.760
Perú	19	677	164	<b>860</b>	834
Colombia	27	1.566	54	<b>1.647</b>	1.629
<b>Total</b>	<b>214</b>	<b>9.162</b>	<b>1.717</b>	<b>11.093</b>	<b>11.006</b>

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

(\*) 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\$ 638.504. 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.

Con fecha 22 de agosto de 2012, Endesa por una parte e Inversiones Tricahue y otros minoritarios, por otra parte, otorgaron un acuerdo transaccional por el cual los minoritarios se desistieron de todas las acciones arbitrales, administrativas y penales en contra de Endesa, Pehuenche y sus Directores en funciones al 19 de noviembre de 2007. Endesa a cambio se obligó a resciliar el contrato de suministro de potencia y energía de 19 de noviembre de 2007, y otorgar uno nuevo en las mismas condiciones, pero con un precio a costo marginal, que regirá a partir de la fecha de suscripción, hasta el 31 de diciembre de 2021. También ambas partes se obligaron a votar favorablemente en la Junta Extraordinaria de Accionistas de Pehuenche, la resciliación y suscripción del nuevo contrato. Endesa se obligó a pagar a Pehuenche, la diferencia de precio producida entre el precio de contrato de 19 de noviembre de 2007, vigente de 1 de enero de 2008 al 31 de julio de 2012, y la diferencia de precio entre el pagado a partir del 1 de agosto de 2012 hasta la fecha de suscripción del nuevo contrato de suministro de potencia y energía, de acuerdo a las modalidades y condiciones de cálculo del nuevo contrato. Con fecha 4 de octubre de 2012 la Junta Extraordinaria de Pehuenche aprobó por unanimidad, la resciliación y el otorgamiento de un nuevo contrato. Con fecha 19 de octubre el Directorio de Pehuenche, dispuso el pago de un dividendo provisorio, por el monto que recibirá de las diferencias de precio que hizo Endesa, el que se efectuará el 5 de noviembre de 2012. No obstante, los directores deben pagar la multa impuesta por la SVS. El seguro respectivo cubrió dichas multas, y estamos en proceso de declaración y pago en Tesorería de dichas sanciones.

- 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 septiembre 2012, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 18 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de M\$986.559. 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 septiembre 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\$ 3.203.692). 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\$ 76.044) 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 septiembre 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\$ 370.877 (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 septiembre 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\$ 309.559 ( 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\$ 2.422 ( 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 septiembre 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\$ 541.991 (MR\$ 2.863 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 septiembre 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\$ 1.744.732 (MR\$ 7.478 reales brasileños) La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivo.

#### **9.- Coelce**

Para el período terminado al 30 de septiembre 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\$ 160.754 (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.

### ENERSIS

#### Aumento de Capital

De conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, se informan los siguientes hechos esenciales:

- Con fecha 24 de octubre de 2012, se informó que el Comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria, recibió formalmente el informe de la empresa Claro y Asociados, evaluadores independientes designados por dicho órgano societario el pasado 7 de septiembre, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

Asimismo, informamos que el Directorio de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria, recibió formalmente el informe de la empresa IM Trust, evaluadores independientes designados por dicho órgano societario el pasado 5 de septiembre, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

Dichos informes, de conformidad con las exigencias legales, se refieren a las condiciones de la operación de aumento de capital en curso, a sus efectos y potencial impacto para Enersis S.A., y a aquellos puntos que han sido expresamente solicitados que sean evaluados por el Directorio, el Comité de Directores y los miembros integrantes de éste.

A partir de esa fecha copia de dichos informes están a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago de Chile (Gerencia de Inversiones y Riesgos) y en el sitio de internet de la sociedad: [www.enersis.cl](http://www.enersis.cl)

Estos informes se añaden al informe pericial de don Eduardo Walker Hitschield, el cual se encuentra también en el mencionado sitio de Internet.

- Con fecha 30 de octubre de 2012, se informó que el Comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria celebrada en la tarde del 29 de octubre de 2012, emitió formalmente su informe, relativo al aumento de capital de Enersis S.A. en curso, de conformidad con el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

A partir de esa fecha, copia de dicho informe se encuentra a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago de Chile (Gerencia de Inversiones y Riesgos) y en el sitio de internet de la sociedad: [www.enersis.cl](http://www.enersis.cl)

- Con fecha 31 de octubre de 2012, se informó que todos los Directores de Enersis S.A., en forma individual y dentro de los plazos prescritos por la Ley de Sociedades Anónimas, han emitido respectivamente las opiniones individuales establecidas por los numerales 5 y 6 del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, relativas al aumento de capital de Enersis S.A. en curso.

A partir de esta fecha, copia de dichas opiniones estarán a disposición de los señores accionistas en las oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa 76, Piso 15, Santiago de Chile (Gerencia de Inversiones y Riesgos) y en el sitio de internet de la sociedad: [www.enersis.cl](http://www.enersis.cl)

- Con fecha 31 de octubre de 2012, se informó que Enersis S.A. ha recibido una comunicación de Endesa, S.A. (Endesa España o Endesa) fechada 30 de octubre de 2012, relacionada con una proposición de condicionalidad en el aumento de capital de Enersis en curso.

Mediante dicha comunicación, Endesa solicita formalmente que se proponga en la junta extraordinaria de accionistas de Enersis S.A. que tratará sobre el aumento de capital, que la suscripción y pago de las acciones emitidas quede sujeta al cumplimiento de una condición suspensiva. Esta condición consiste en que los interesados suscriban y paguen, ya sea en el período de suscripción preferente o en otro u otros períodos de oferta, al menos una cantidad tal de acciones que haga posible que Endesa suscriba al menos la totalidad de las acciones que le corresponde de acuerdo a su prorrata, sin superar el límite legal y estatutario de concentración del 65% de las acciones emitidas con derecho a voto. En el evento que la suma total de las acciones suscritas y pagadas implique que Endesa supere dicho límite, se entenderá automáticamente fallida la condición y los contratos de suscripción de acciones no producirán efecto jurídico alguno, devolviéndose a los suscriptores las cantidades entregadas por éstos.

El Directorio de Enersis S.A., en sesión celebrada el día 31 de octubre de 2012, declaró que la propuesta de Endesa cumple con el interés social y acordó asimismo adoptar, en una próxima sesión, las medidas que se estimen procedentes para el resguardo patrimonial de Enersis S.A. y de quienes concurran al referido aumento de capital.

## ENDESA CHILE

- Con fecha 16 de octubre de 2012, Endesa Chile informó al mercado a través de un Hecho Esencial que procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón (el "Contrato") suscrito con fecha 25 de julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. (el "Propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca "Slovenske Energeticke Strojarne a.s." ("SES"); (v) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada"; (todos colectivamente denominados "el Contratista" o "el Consorcio").

El total de las referidas boletas corresponden a la cantidad de US\$74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$38.200.000 aprox).

Junto con proceder al cobro de las boletas, Endesa Chile se ha reservado todos los derechos conferidos al amparo de dicho Contrato y la legislación nacional aplicable para exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Contratista.

Adicionalmente, con fecha 17 de octubre de 2012 y como complemento a lo expuesto en los párrafos precedentes, Endesa Chile informó al mercado a través de otro Hecho Esencial que, ese día, interpuso ante la Cámara Internacional de Arbitraje de París una solicitud de arbitraje a fin de hacer efectivos los derechos conferidos al amparo de dicho instrumento.

- Con fecha 10 de octubre de 2012, la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustible (S.E.C.) mediante Resolución Exenta N° 2004, con una multa por el black out de fecha 24 de septiembre de 2011, por un monto de M\$ 555.221. Cabe hacer presente que la Administración, respecto de ésta, ha deducido el recurso de reclamación correspondiente.

## PEHUENCHE

- Con fecha 5 de octubre, nuestra filial Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. informó al mercado a través de un Hecho Esencial, que en Junta Extraordinaria de Accionistas, realizada el 4 de octubre de 2012, se aprobó por unanimidad la resciliación del contrato de Suministro de Energía y Potencia entre Endesa Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., de fecha 19 de noviembre de 2007, y se aprobó además la suscripción de un nuevo contrato de suministro entre las mismas partes, que regirá desde la fecha de su suscripción hasta el 31 de diciembre de 2021.

El nuevo contrato aprobado tendrá las siguientes características:

- El precio de la Energía será el costo marginal del sistema en Alto Jahuel 220 kV.
- El precio de la potencia será el establecido por el CDEC para transferencias de potencia entre Empresas Generadoras.
- El nuevo contrato regirá a partir de su fecha de suscripción y tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2021.
- El nuevo contrato será por la misma cantidad de energía y potencia que el contrato que se resciliará.

Los estados financieros consolidados de Enersis, al 30 de septiembre de 2012, reflejan los efectos contables que derivan de la resciliación del contrato de Suministro de Energía y Potencia entre Endesa Chile y Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., de fecha 19 de noviembre de 2007. El efecto neto en el resultado de Enersis ascendió a una pérdida de M\$ 8.348.460.

- Con fecha 19 de octubre, se reunió el Directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y aprobó el reparto de un dividendo provisional, correspondiente al ejercicio 2012, por un monto de \$312,185426 por acción.

Dicho dividendo se pagará a partir del día 5 de noviembre de 2012, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha señalada. La publicación del aviso correspondiente se efectuó el domingo 21 de octubre en el diario El Mercurio de Santiago.

El acuerdo adoptado por el Directorio, implicó modificar la política de Dividendos correspondiente al año 2012, que fue aprobada por dicho Directorio mediante acuerdo de fecha 24 de abril de 2012, e informada oportunamente en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad.

- No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2012 y la fecha de emisión de los estados financieros.

### 38. MEDIO AMBIENTE.

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

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	30-09-2012 M\$	30-09-2011 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.	826.869	1.391.315
Gasatacama S.A.	Seguimientos ambientales (calidad del aire, seguimiento marino, etc).	29.253	48.617
Hidroaysen S.A.	Gastos en Educación y Turismo.	667.732	145.593
Pehuenche	Gastos medio ambiente	-	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	319.140	323.192
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	-	46.696
Codensa	Gestión ambiental de transformadores.	-	4.362
Chilectra	Control de maleza en recintos de subestaciones, poda de arboles en AT, mateción de jardines, solidos contaminados con aceites.	40.978	-
Ampla Energia	Licencia ambiental y equipamiento de gestión ambiental	-	29.078
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	-	19.149
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.	-	10.097
Transportadora de Energía S.A.	Auditoría ISO 14.001 y Resolución ENRE 57/2003 (Seguridad Pública), monitoreo ambiental y actualización de normativa ambiental.	-	11.489
<b>Total</b>		<b>1.883.972</b>	<b>2.029.588</b>

### 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 septiembre de 2012 y 31 de diciembre de 2011, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

30-09-2012										
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	176.094.751	1.090.916.092	1.267.010.843	(170.845.982)	(70.939.304)	(241.785.286)	738.042.883	(612.568.317)	125.474.567
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	32.955.277	36.420.073	69.375.349	(2.827.403)	(654.414)	(3.481.817)	4.377.737	1.500.636	5.878.373
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	2.669.457	305.000	2.974.457	(1.727.723)	(590.623)	(2.318.346)	3.975.935	(4.334.603)	(358.668)
Inversiones Distrilima S.A.	separado	11.417.063	43.795.024	55.212.087	-	-	-	-	11.493.343	11.493.343
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	69.957.237	431.133.596	501.090.833	(116.309.580)	(191.136.178)	(307.445.758)	281.178.116	(247.924.301)	33.253.815
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	570.573.068	3.317.727.467	3.888.300.535	(803.746.943)	(782.184.895)	(1.585.931.838)	870.801.339	(822.474.315)	48.327.024
Endesa Eco S.A.	separado	99.530.252	68.302.835	167.833.087	(147.349.863)	(2.369.855)	(149.719.718)	5.114.972	(10.851.709)	(5.736.738)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	214.626.496	228.789.174	443.415.670	(99.877.401)	(44.500.786)	(144.378.187)	293.868.988	(96.421.070)	197.447.917
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	86.614.359	205.102.577	291.716.936	(143.767.581)	(24.469.515)	(168.237.096)	232.113.472	(178.636.557)	53.476.915
Empresa Eléctrica Pangué S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	21.743.445	(10.100.577)	11.642.868
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	21.487.909	79.856.427	101.344.335	(8.076.827)	(6.896.114)	(14.972.941)	29.397.633	(34.594.087)	(5.196.453)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	563.298	(350.866)	212.432
Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	separado	95.640.374	278.164.948	373.805.322	(48.334.840)	(41.051.799)	(89.386.638)	87.357.862	(60.724.809)	26.633.053
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	6.530.197	15.714.753	22.244.950	(3.299.557)	(11.498.659)	(14.798.216)	7.185.286	254.696	7.439.981
Endesa Argentina S.A.	separado	13.754.740	31.621.649	45.376.389	(254.676)	(4.630.480)	(4.885.156)	-	2.740.494	2.740.494
Endesa Costanera S.A.	separado	25.466.294	108.314.321	133.780.615	(174.879.772)	(12.152.167)	(187.031.938)	248.112.547	(285.373.980)	(37.261.433)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	17.522.926	150.622.493	168.145.418	(29.038.236)	(51.860.483)	(80.898.719)	40.384.259	(27.526.176)	12.858.083
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	176.310.716	1.449.018.154	1.625.328.870	(189.283.965)	(610.060.922)	(799.344.888)	431.417.895	(283.902.496)	147.515.398
Generandes Perú S.A.	separado	184.137	196.611.570	196.795.707	(2.652)	-	(2.652)	-	13.616.855	13.616.855
Edegel S.A.A.	separado	56.993.256	654.757.025	711.750.281	(50.744.839)	(235.788.100)	(286.532.939)	184.351.533	(154.670.981)	29.680.552
Chinango S.A.C.	separado	14.110.193	104.294.678	118.404.871	(16.458.224)	(39.458.754)	(55.916.978)	23.364.131	(13.942.638)	9.421.492
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	separado	9.185.556	121.494.429	130.679.985	(3.555.676)	(799.016)	(4.354.692)	-	(2.622.123)	(2.622.123)
Endesa Brasil S.A.	separado	212.891.063	897.870.252	1.110.761.315	(11.905.195)	(24.259)	(11.929.455)	-	103.988.922	103.988.922
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	78.514.883	133.646.059	212.160.942	(34.314.848)	(30.522.828)	(64.837.676)	97.422.464	(69.096.039)	28.326.425
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	130.813.864	103.455.009	234.268.873	(14.187.495)	(3.310.277)	(17.497.772)	108.192.259	(34.748.047)	73.444.212
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	15.799.227	256.776.753	272.575.980	(130.532.155)	(7.538.576)	(138.070.731)	49.485.931	(35.323.971)	14.161.960
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.982.669	3.498.170	20.480.839	(4.082.192)	(14.960.379)	(19.042.570)	1.898.948	(2.586.020)	(687.072)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	245.487.722	613.656.888	859.144.610	(216.946.588)	(252.783.599)	(469.730.187)	603.935.326	(537.875.845)	66.059.481
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	2.919.513	159.550	3.079.063	(1.861.481)	-	(1.861.481)	4.291.337	(3.466.663)	824.674
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	228.674.971	955.970.714	1.184.645.685	(189.291.898)	(557.782.847)	(747.074.746)	797.131.412	(747.965.719)	49.165.694
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	12.411.826	83.943.868	96.355.694	(49.378.018)	-	(49.378.018)	-	8.996.261	8.996.261
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	217.026.305	903.467.061	1.120.493.366	(227.948.673)	(342.148.471)	(570.097.144)	615.042.101	(508.936.974)	106.105.126
Inversora Codensa S.A.	separado	896	75	970	(1.224)	-	(1.224)	-	(1.402)	(1,402)
Empresa de Enería de Cundinamarca S.A.	separado	21.352.377	99.205.932	120.558.309	(25.440.758)	(33.476.752)	(58.917.510)	56.121.177	(50.668.628)	5.452.549
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	67.534.058	244.443.334	311.977.392	(322.285.256)	(30.311.527)	(352.596.783)	231.612.584	(280.320.657)	(48.708.073)



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 30/09/2012			% 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 30/09/2012			% 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 Maipu
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	Distriec 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 30/09/2012			% Participación a 31/12/2011			Relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.827.970-K	Endesa Eco S.A. (3)	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 Servicos 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 Energia 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. (3)	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 30/09/2012			% 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.
- (3) Con fecha 1 de julio de 2012 Inversiones Endesa Norte S.A. fue fusionada con Endesa Eco 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 septiembre 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 tercer trimestre 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 30/09/2012			% 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











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	09-2012							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
91.081.000-6	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100-	Leasing Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	505.101	1.515.967	2.021.068	4.047.778	4.056.136	14.123.451	22.227.365	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290
Extranjera	Edgel	Perú	Extranjera	Scotiabank	Perú	US\$	2,96%	2.422.117	4.139.380	6.561.497	12.053.150	19.048.437	-	31.101.587	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	24,20%	1.218.682	2.832.196	4.050.878	2.325.700	-	-	2.325.700	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	-	2.604.306
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	5,68%	97.878	458.414	556.292	315.262	-	-	315.262	170.578	411.253	581.831	673.700	-	-	673.700
<b>Totales</b>								<b>4.243.778</b>	<b>8.945.957</b>	<b>13.189.735</b>	<b>18.741.890</b>	<b>23.104.573</b>	<b>14.123.451</b>	<b>55.969.914</b>	<b>4.054.004</b>	<b>12.925.753</b>	<b>16.979.757</b>	<b>19.692.363</b>	<b>39.512.546</b>	<b>10.867.880</b>	<b>70.072.789</b>

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	09-2012							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	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	61.579.708	-	61.579.708	-	-	-	-	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%	14.492.674	-	14.492.674	-	-	-	-	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%	377.233	4.206.757	4.583.990	7.618.289	-	-	7.618.289	547.198	884.765	1.431.963	-	-	-	-
96.830.980-3	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Chile	96.963.440-6	SC GROUP	Chile	US\$	1,72%	78.923	6.571.098	6.650.021	-	-	-	-	10.193.375	-	10.193.375	-	-	-	-
96.827.970-H	Endesa Eco S.A.	Chile	96601250-1	Inversiones Centinela S.A.	Chile	US\$	6,10%	496.306	-	496.306	-	-	-	-	-	3.930.734	3.930.734	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,37%	322.978	781.625	1.104.603	2.469.742	2.112.548	1.905.110	6.487.400	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energia E Servicos S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,11%	4.577.895	13.340.517	17.918.412	32.236.912	27.553.468	17.081.080	76.871.460	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,42%	1.193.197	3.396.704	4.589.901	6.965.041	6.097.813	9.533.896	22.596.750	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,70%	49.231	80.279	129.510	180.922	113.507	1.684.591	1.979.020	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	16,06%	1.121.325	3.245.324	4.366.649	1.962.640	-	-	1.962.640	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	BNDDES	Brasil	Real	9,70%	5.097.535	10.435.566	15.533.101	15.156.493	-	-	15.156.493	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,68%	3.134.372	5.934.700	9.069.072	20.010.211	5.888.045	3.927.017	29.825.273	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Compañia Energética Do Ceará S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	13,22%	1.535.744	1.691.058	3.226.802	2.916.172	-	-	2.916.172	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>								<b>94.057.121</b>	<b>49.683.628</b>	<b>143.740.749</b>	<b>89.516.422</b>	<b>41.765.381</b>	<b>34.131.694</b>	<b>165.413.497</b>	<b>27.995.745</b>	<b>14.913.813</b>	<b>42.909.558</b>	<b>32.909.248</b>	<b>25.382.791</b>	<b>-</b>	<b>58.292.039</b>

## 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	30-09-2012 M\$	31-12-2011 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			<b>38.260.688</b>	<b>42.323.083</b>
	Dólares	Pesos chileno	25.486.771	22.805.258
	Dólares	Pesos Colombianos	26.205	5.634
	Dólares	Soles	4.714.699	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	8.033.013	16.310.223
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes			<b>6.523.838</b>	<b>10.100.793</b>
	Dólares	Pesos chileno	6.523.838	10.100.793
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			<b>3.437.806</b>	<b>379.862</b>
	Dólares	Pesos chileno	3.437.806	379.862
<b>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</b>			<b>48.222.332</b>	<b>52.803.738</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>48.222.332</b>	<b>52.803.738</b>
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			<b>9.186.290</b>	<b>9.733.400</b>
	Dólares	Pesos chileno	9.186.290	9.733.400
Plusvalía			<b>412.595.349</b>	<b>477.068.142</b>
	Reales	Soles	8.668.964	10.361.690
	Reales	Pesos chileno	262.695.375	313.990.020
	Pesos Colombianos	Pesos chileno	11.374.805	11.589.629
	Soles	Pesos chileno	121.128.739	128.304.143
	Peso Argentino	Pesos chileno	8.727.466	12.822.660
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>421.781.639</b>	<b>486.801.542</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>			<b>470.003.971</b>	<b>539.605.280</b>

		30-09-2012								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		
<b>PASIVOS</b>																	
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	50.553.067	280.065.626	330.618.693	513.714.256	244.110.511	447.497.612	1.205.322.379	50.273.399	110.007.608	160.281.007	698.191.147	484.059.182	493.795.421	1.676.045.750		
	Dólares	16.466.988	241.636.613	258.103.601	423.939.601	157.430.910	406.853.645	988.224.156	23.913.216	58.161.835	82.075.051	595.227.849	359.668.296	436.744.073	1.391.640.218		
	Dólares	3.427.716	4.413.624	7.841.340	15.988.572	10.657.528	5.894.918	32.541.018	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	41.762.730		
	Dólares	15.260.077	9.278.393	24.538.470	33.255.649	58.941.184	34.749.049	126.945.882	5.801.056	19.711.792	25.512.848	35.378.771	79.518.586	50.698.749	165.596.106		
	Dólares	15.398.286	24.736.996	40.135.282	40.530.434	17.080.889	-	57.611.323	19.914.191	19.534.795	39.448.986	50.051.842	26.994.854	-	77.046.696		
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>50.553.067</b>	<b>280.065.626</b>	<b>330.618.693</b>	<b>513.714.256</b>	<b>244.110.511</b>	<b>447.497.612</b>	<b>1.205.322.379</b>	<b>50.273.399</b>	<b>110.007.608</b>	<b>160.281.007</b>	<b>698.191.147</b>	<b>484.059.182</b>	<b>493.795.421</b>	<b>1.676.045.750</b>		

**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 30-09-2012											
	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	575.948.363	84.513.216	29.089.509	9.360.459	7.074.010	7.039.399	5.670.388	3.316.023	3.086.624	181.595.032	906.693.023	158.483.052
Provisión de deterioro	(803.519)	(582.127)	(855.611)	(380.288)	(2.070.040)	(2.281.362)	(2.170.843)	(1.102.478)	(725.483)	(146.528.744)	(157.500.495)	(1.700)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	85.464.652	1.184.438	416.861	283.864	508.320	102.536	156.712	358.132	559.553	5.091.436	94.126.504	316.614.487
Provisión de deterioro	(4.622.826)	-	-	-	-	-	-	-	-	(877.523)	(5.500.349)	-
<b>Total</b>	<b>655.986.670</b>	<b>85.115.527</b>	<b>28.650.759</b>	<b>9.264.035</b>	<b>5.512.290</b>	<b>4.860.573</b>	<b>3.656.257</b>	<b>2.571.677</b>	<b>2.920.694</b>	<b>39.280.201</b>	<b>837.818.683</b>	<b>475.095.839</b>

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)	-
<b>Total</b>	<b>588.235.362</b>	<b>80.671.634</b>	<b>35.917.331</b>	<b>8.455.477</b>	<b>6.186.814</b>	<b>4.794.287</b>	<b>711.881</b>	<b>8.495.502</b>	<b>3.335.059</b>	<b>240.799.041</b>	<b>977.602.388</b>	<b>443.328.450</b>

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al						Saldo al					
	30-09-2012						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	9.597.309	558.307.023	152.311	17.641.339	9.749.620	575.948.362	7.908.458	513.850.924	92.748	20.756.846	8.001.206	534.607.770
Entre 1 y 30 días	2.223.931	78.137.880	14.391	6.375.337	2.238.322	84.513.217	2.128.913	75.776.992	16.026	4.163.691	2.144.939	79.940.683
Entre 31 y 60 días	667.434	25.896.399	37.097	3.193.111	704.531	29.089.510	423.750	28.581.320	49.184	7.091.515	472.934	35.672.835
Entre 61 y 90 días	177.755	6.954.003	333	2.406.457	178.088	9.360.460	133.395	11.531.589	795	1.343.007	134.190	12.874.596
Entre 91 y 120 días	126.494	5.189.996	97	1.884.014	126.591	7.074.010	113.101	7.636.149	6.420	1.260.655	119.521	8.896.804
Entre 121 y 150 días	131.762	5.587.577	90	1.451.822	131.852	7.039.399	98.637	6.367.912	8.836	1.216.584	107.473	7.584.496
Entre 151 y 180 días	90.557	4.331.374	3.441	1.339.014	93.998	5.670.388	89.794	3.355.049	8.423	2.116.440	98.217	5.471.489
Entre 181 y 210 días	35.338	2.104.070	234	1.211.952	35.572	3.316.022	36.235	7.811.862	3.180	1.083.419	39.415	8.895.281
Entre 211 y 250 días	20.930	1.998.936	29	1.087.688	20.959	3.086.624	24.108	3.162.199	2.565	977.406	26.673	4.139.605
superior a 251 días	608.321	171.624.052	10.558	9.970.979	618.879	181.595.031	847.486	331.712.072	43.791	35.194.129	891.277	366.906.201
<b>Total</b>	<b>13.679.831</b>	<b>860.131.310</b>	<b>218.581</b>	<b>46.561.713</b>	<b>13.898.412</b>	<b>906.693.023</b>	<b>11.803.877</b>	<b>989.786.068</b>	<b>231.968</b>	<b>75.203.692</b>	<b>12.035.845</b>	<b>1.064.989.760</b>



b ) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al		Saldo al	
	30-09-2012		31-12-2011	
	Numero de clientes	Monto M\$	Numero de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	155.027	20.112.764	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	12.183	26.291.962	11.033	26.318.280
<b>Total</b>	<b>167.210</b>	<b>46.404.726</b>	<b>62.028</b>	<b>43.800.546</b>

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

c ) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30-09-2012	30-09-2011
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	19.717.125	20.395.002
Provisión cartera repactada	3.124.449	527.254
Castigos del periodo	(1.142.151)	(3.705.353)
Recuperos del periodo	(119.443)	(21.970.444)
<b>Total</b>	<b>21.579.980</b>	<b>(4.753.541)</b>

d ) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-09-2012		30-09-2011	
	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\$
<b>Provision deterioro y recuperos:</b>				
Número de operaciones	2.243.620	2.668.028	2.128.200	2.590.194
Monto de las operaciones M\$	17.489.627	22.722.131	(15.802.391)	(1.048.188)

## 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 30-09-2012											
	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\$
<b>Deudores Comerciales Generación y transmisión</b>	<b>173.583.070</b>	<b>1.817.848</b>	<b>501.527</b>	<b>812.524</b>	<b>1</b>	<b>1.200.313</b>	<b>69.233</b>	<b>40</b>	<b>336.517</b>	<b>71.713.628</b>	<b>250.034.701</b>	<b>138.068.090</b>
-Grandes Clientes	121.433.510	1.308.744	329.755	5	1	1.200.313	22	40	336.517	15.495.663	140.104.570	-
-Clientes Institucionales	46.455.302	-	-	579.233	-	-	69.211	-	-	56.217.965	103.321.711	138.068.090
Provision Deterioro	(126.799)	-	-	-	-	-	-	-	-	(58.450.697)	(58.577.496)	-
Servicios no facturados	113.583.862	-	-	-	-	-	-	-	-	-	113.583.862	-
Servicios facturados	61.199.209	1.817.848	501.527	812.524	1	313	69.233	40	336.517	71.713.628	136.450.840	138.068.090
<b>Deudores Comerciales Distribución</b>	<b>402.365.293</b>	<b>82.695.368</b>	<b>28.587.983</b>	<b>8.547.936</b>	<b>7.074.008</b>	<b>5.839.086</b>	<b>5.601.153</b>	<b>3.315.983</b>	<b>2.750.107</b>	<b>109.881.405</b>	<b>656.658.322</b>	<b>20.414.962</b>
-Clientes Masivos	260.537.451	61.154.963	19.655.017	5.956.840	3.843.153	4.014.112	3.617.523	2.051.727	1.398.091	45.392.974	407.621.851	9.961.757
-Grandes Clientes	92.141.488	13.485.250	4.081.273	881.653	794.708	652.046	735.713	442.542	561.029	35.702.161	149.477.863	4.151.299
-Clientes Institucionales	49.686.354	8.055.155	4.851.693	1.709.443	2.436.147	1.172.928	1.247.917	821.714	790.987	28.786.270	99.558.608	6.301.906
Provision Deterioro	(676.720)	(582.127)	(855.611)	(380.288)	(2.070.040)	(2.281.362)	(2.170.843)	(1.102.478)	(725.483)	(88.078.048)	(98.923.000)	(1.699)
Servicios no facturados	192.600.053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	192.600.053	-
Servicios facturados	209.765.239	82.695.368	28.587.982	8.547.936	7.074.009	5.839.086	5.601.154	3.315.983	2.750.107	109.098.529	463.275.393	20.414.962
Total Deudores Comerciales Brutos	575.948.363	84.513.216	29.089.510	9.360.460	7.074.009	7.039.399	5.670.386	3.316.023	3.086.624	181.595.033	<b>906.693.023</b>	158.483.052
Total Provisión Deterioro	(803.519)	(582.127)	(855.611)	(380.288)	(2.070.040)	(2.281.362)	(2.170.843)	(1.102.478)	(725.483)	(146.528.745)	<b>(157.500.496)</b>	(1.699)
Total Deudores Comerciales Netos	575.144.844	83.931.089	28.233.899	8.980.172	5.003.969	4.758.037	3.499.543	2.213.545	2.361.141	35.066.288	<b>749.192.527</b>	158.481.353

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\$
<b>Deudores Comerciales Generación y transmisión</b>	<b>276.162.422</b>	<b>2.205.313</b>	<b>84.972</b>	<b>7.284.829</b>	<b>493.005</b>	<b>138.523</b>	<b>1.323.063</b>	-	-	<b>77.148.806</b>	<b>364.840.933</b>	<b>148.953.896</b>
-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
<b>Deudores Comerciales Distribución</b>	<b>258.445.348</b>	<b>77.735.369</b>	<b>35.587.863</b>	<b>5.589.767</b>	<b>8.403.798</b>	<b>7.445.973</b>	<b>4.148.425</b>	<b>8.895.281</b>	<b>4.139.606</b>	<b>289.757.397</b>	<b>700.148.827</b>	<b>33.433.797</b>
-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	249.080.159	477.263.184	9.995.785
-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	4.622.939
-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	68.971.533	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	79.940.682	35.672.835	12.874.596	8.896.803	7.584.496	5.471.488	8.895.281	4.139.606	366.906.203	<b>1.064.989.760</b>	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)	<b>(187.293.252)</b>	(999.510)
Total Deudores Comerciales Netos	531.821.451	79.451.218	35.487.808	8.162.991	5.663.053	4.688.637	550.408	3.206.922	2.758.511	205.905.509	<b>877.696.508</b>	181.388.183

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al										
	30-09-2012										
	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\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>167.623.199</b>	<b>1.817.848</b>	<b>501.527</b>	<b>788.711</b>	<b>1</b>	<b>1.200.313</b>	<b>22</b>	<b>40</b>	<b>336.517</b>	<b>71.815.562</b>	<b>244.083.740</b>
-Grandes Clientes	121.894.026	1.308.744	329.755	5	1	1.200.313	22	40	336.517	24.204.621	149.274.044
-Clientes Institucionales	28.084.089	-	-	-	-	-	-	-	-	-	28.084.089
-Otros	17.645.084	509.104	171.772	788.706	-	-	-	-	-	47.610.941	66.725.607
<b>Cartera repactada</b>	<b>5.857.938</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>23.812</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>69.211</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>5.950.961</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	5.857.938	-	-	23.812	-	-	69.211	-	-	-	5.950.961
<b>DISTRIBUCIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>390.683.825</b>	<b>76.320.032</b>	<b>25.394.871</b>	<b>6.165.291</b>	<b>5.189.996</b>	<b>4.387.264</b>	<b>4.331.352</b>	<b>2.104.030</b>	<b>1.662.419</b>	<b>99.808.491</b>	<b>616.047.571</b>
-Clientes Masivos	251.551.880	57.479.654	17.603.728	4.167.961	2.793.968	3.215.050	2.407.477	719.331	374.503	38.005.977	378.319.529
-Grandes Clientes	90.719.660	12.409.727	3.988.475	896.070	769.466	593.407	986.680	566.984	524.216	35.371.906	146.826.591
-Clientes Institucionales	48.412.285	6.430.651	3.802.668	1.101.260	1.626.562	578.807	937.195	817.715	763.700	26.430.608	90.901.451
<b>Cartera repactada</b>	<b>11.783.401</b>	<b>6.375.336</b>	<b>3.193.112</b>	<b>2.382.645</b>	<b>1.884.013</b>	<b>1.451.822</b>	<b>1.269.803</b>	<b>1.211.953</b>	<b>1.087.687</b>	<b>9.970.979</b>	<b>40.610.751</b>
-Clientes Masivos	9.087.507	4.042.772	1.776.425	1.337.128	1.091.000	944.108	815.513	709.006	624.068	7.977.836	28.405.363
-Grandes Clientes	1.421.827	711.100	161.092	98.245	67.081	47.273	37.959	35.880	42.888	193.927	2.817.272
-Clientes Institucionales	1.274.067	1.621.464	1.255.595	947.272	725.932	460.441	416.331	467.067	420.731	1.799.216	9.388.116
<b>Total cartera bruta</b>	<b>575.948.363</b>	<b>84.513.216</b>	<b>29.089.510</b>	<b>9.360.459</b>	<b>7.074.010</b>	<b>7.039.399</b>	<b>5.670.388</b>	<b>3.316.023</b>	<b>3.086.623</b>	<b>181.595.032</b>	<b>906.693.023</b>

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2011										Total cartera bruta M\$
	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\$	
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>256.097.955</b>	<b>2.205.313</b>	<b>2.894.669</b>	<b>4.727.650</b>	<b>493.005</b>	<b>-</b>	<b>935.644</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>72.143.556</b>	<b>339.497.792</b>
-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
<b>Cartera repactada</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>DISTRIBUCIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>257.752.969</b>	<b>73.571.679</b>	<b>25.686.651</b>	<b>6.803.939</b>	<b>7.143.144</b>	<b>6.367.912</b>	<b>2.419.405</b>	<b>7.811.862</b>	<b>3.162.199</b>	<b>259.568.517</b>	<b>650.288.277</b>
-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	444.810.745
-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	-	-	-	56.794.185
<b>Cartera repactada</b>	<b>20.756.846</b>	<b>4.163.691</b>	<b>7.091.516</b>	<b>1.343.007</b>	<b>1.260.655</b>	<b>1.216.584</b>	<b>2.116.440</b>	<b>1.083.419</b>	<b>977.406</b>	<b>35.194.127</b>	<b>75.203.691</b>
-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	38.549.422
-Grandes Clientes	1.131.708	224.970	341.266	167.209	72.709	139.446	86.961	90.179	108.624	3.024.804	5.387.876
-Clientes Institucionales	3.221.829	827.408	1.339.612	485.446	565.821	544.560	1.171.873	643.714	601.570	21.864.560	31.266.393
<b>Total cartera bruta</b>	<b>534.607.770</b>	<b>79.940.683</b>	<b>35.672.836</b>	<b>12.874.596</b>	<b>8.896.804</b>	<b>7.584.496</b>	<b>5.471.489</b>	<b>8.895.281</b>	<b>4.139.605</b>	<b>366.906.200</b>	<b>1.064.989.760</b>