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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo terminado
al 31 de marzo de 2013

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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012**

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y equivalentes al efectivo	5	1.443.735.890	815.832.061	1.187.684.209
Otros activos financieros corrientes	6	532.754.647	194.500.798	939.220
Otros activos no financieros corriente		127.137.514	103.376.711	69.479.673
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	7	906.898.011	846.791.111	950.007.713
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	8	35.066.721	47.570.282	61.912.486
Inventarios	9	72.854.350	76.563.085	70.334.841
Activos por impuestos corrientes	10	238.249.513	205.554.882	138.365.618
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		3.356.696.646	2.290.188.930	2.478.723.760
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	-	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		3.356.696.646	2.290.188.930	2.478.723.760
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Otros activos financieros no corrientes	6	469.682.390	439.018.106	37.246.770
Otros activos no financieros no corrientes		85.969.363	87.788.359	109.213.012
Derechos por cobrar no corrientes	7	228.124.545	202.900.342	443.128.492
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	8	485.894	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	214.840.974	214.517.345	194.785.717
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.221.319.156	1.202.002.511	1.466.680.979
Plusvalía	14	1.389.379.413	1.391.673.952	1.468.307.108
Propiedades, planta y equipo	15	7.013.584.540	7.049.923.571	7.045.908.847
Propiedad de inversión	16	47.751.845	46.922.970	38.055.889
Activos por impuestos diferidos	17	331.944.396	321.556.216	367.036.508
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.003.082.516	10.956.303.372	11.170.363.322
TOTAL DE ACTIVOS		14.359.779.162	13.246.492.302	13.649.087.082

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES				
Otros pasivos financieros corrientes	18	1.029.710.460	658.423.302	660.562.558
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.324.476.321	1.194.851.750	1.213.388.313
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	8	123.283.764	150.259.507	160.358.684
Otras provisiones corrientes	22	79.011.309	89.730.702	99.189.386
Pasivos por impuestos corrientes	10	175.799.827	169.545.538	232.246.173
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	23	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		70.562.411	83.919.926	56.288.910
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.802.844.092	2.346.730.725	2.422.034.024
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	-	-	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.802.844.092	2.346.730.725	2.422.034.024
PASIVOS NO CORRIENTES				
Otros pasivos financieros no corrientes	18	2.517.656.131	2.928.119.869	3.271.355.293
Otras cuentas por pagar no corrientes	21	16.800.395	14.257.438	14.304.607
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	8	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	22	187.435.329	176.575.035	202.015.839
Pasivo por impuestos diferidos	17	495.612.715	501.127.697	482.260.262
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	25.174.937	256.161.368	269.353.075
Otros pasivos no financieros no corrientes		80.200.634	65.313.125	96.722.791
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		3.549.420.141	3.941.554.532	4.336.011.867
TOTAL PASIVOS		6.352.264.233	6.288.285.257	6.758.045.891
PATRIMONIO				
Capital emitido	24.1	5.669.280.725	2.824.882.835	2.824.882.835
Ganancias acumuladas		2.480.248.818	2.421.278.841	2.232.968.880
Primas de emisión	24.1	158.759.648	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	24.5	(2.392.646.233)	(1.511.122.753)	(1.320.882.757)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		5.915.642.958	3.893.798.571	3.895.728.606
Participaciones no controladoras	24.6	2.091.871.971	3.064.408.474	2.995.312.585
PATRIMONIO TOTAL		8.007.514.929	6.958.207.045	6.891.041.191
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		14.359.779.162	13.246.492.302	13.649.087.082

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)		Nota	enero - marzo	
			2013 M\$	2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	1.399.935.980	1.572.667.811	
Otros ingresos, por naturaleza	25	56.733.101	52.145.148	
Total de Ingresos		1.456.669.081	1.624.812.959	
Materias primas y consumibles utilizados	26	(800.588.675)	(918.890.434)	
Margen de Contribución		656.080.406	705.922.525	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		13.544.291	9.151.044	
Gastos por beneficios a los empleados	27	(113.066.876)	(100.891.530)	
Gasto por depreciación y amortización	28	(101.975.722)	(110.764.267)	
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	28	(6.550.262)	(7.640.277)	
Otros gastos por naturaleza	29	(122.516.463)	(123.866.062)	
Resultado de Explotación		325.515.374	371.911.433	
Otras ganancias (pérdidas)	30	2.980.783	665.539	
Ingresos financieros	31	52.408.808	43.842.787	
Costos financieros	31	(109.733.038)	(117.344.927)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	6.596.455	6.222.975	
Diferencias de cambio	31	917.618	(4.231.679)	
Resultado por unidades de reajuste	31	(1.085.274)	(6.842.528)	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		277.600.726	294.223.600	
Gasto por impuestos a las ganancias	32	(82.249.273)	(63.310.554)	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		195.351.453	230.913.046	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	
GANANCIA (PÉRDIDA)		195.351.453	230.913.046	
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		84.159.494	100.661.299	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		111.191.959	130.251.747	
GANANCIA (PÉRDIDA)		195.351.453	230.913.046	
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	1,71	3,08	
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	1,71	3,08	
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	1,71	3,08	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	1,71	3,08	

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - marzo	
		2013 M\$	2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		195.351.453	230.913.046
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos		(70.882)	187.343
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		(70.882)	187.343
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(71.426.459)	(118.298.259)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		2.330	1.316
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		11.601.293	45.541.601
Ajustes por importes transferidos al importe inicial en libros de las partidas cubiertas		(942.656)	1.047.574
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(60.765.492)	(71.707.768)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(60.836.374)	(71.520.425)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo			
Impuestos a las ganancias relacionados con planes de beneficios definidos		14.583	(28.176)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		14.583	(28.176)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo			
Impuestos a las ganancias relacionados con coberturas de flujos de efectivo		(2.054.695)	(4.998.244)
Impuestos a las ganancias relacionados con activos financieros disponibles para la venta		(465)	(224)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(2.055.160)	(4.998.468)
Total Otro resultado integral		(62.876.951)	(76.547.069)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		132.474.502	154.365.977
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		71.764.392	54.880.665
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		60.710.110	99.485.312
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		132.474.502	154.365.977

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas						Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas				
Saldo Inicial al 01/01/2013	2.824.882.835	158.759.648	(40.720.059)	27.594.028	-	13.647	(1.498.010.369)	(1.511.122.753)	2.421.278.841	3.893.798.571	3.064.408.474	6.958.207.045
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									84.159.494	84.159.494	111.191.959	195.351.453
Otro resultado integral			(18.493.354)	5.627.936	58.331	1.865	410.120	(12.395.102)	(12.395.102)	(12.395.102)	(50.481.849)	(62.876.951)
Resultado integral										71.764.392	60.710.110	132.474.502
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503								2.845.858.393		2.845.858.393
Dividendos									(25.247.848)	(25.247.848)		(25.247.848)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(58.331)	-	(869.070.047)	(869.128.378)	58.331	(870.530.550)	(1.033.246.613)	(1.903.777.163)
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	(18.493.354)	5.627.936	-	1.865	(868.659.927)	(881.523.480)	58.969.977	2.021.844.387	(972.536.503)	1.049.307.884
Saldo Final al 31/03/2013	5.669.280.725	158.759.648	(59.213.413)	33.221.964	-	15.512	(2.366.670.296)	(2.392.646.233)	2.480.248.818	5.915.642.958	2.091.871.971	8.007.514.929
Saldo Inicial al 01/01/2012	2.824.882.835	158.759.648	176.622.668	(310.265)	-	13.836	(1.497.208.996)	(1.320.882.757)	2.232.968.880	3.895.728.606	2.995.312.585	6.891.041.191
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									100.661.299	100.661.299	130.251.747	230.913.046
Otro resultado integral			(72.116.411)	26.197.092	137.564	1.093	28	(45.780.634)	(45.780.634)	(45.780.634)	(30.766.435)	(76.547.069)
Resultado integral										54.880.665	99.485.312	154.365.977
Dividendos									(30.198.390)	(30.198.390)		(30.198.390)
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios			-	-	(137.564)	-	-	(137.564)	137.564	-	(168.931.605)	(168.931.605)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(72.116.411)	26.197.092	-	1.093	28	(45.918.198)	70.600.473	24.682.275	(69.446.293)	(44.764.018)
Saldo Final al 31/03/2012	2.824.882.835	158.759.648	104.506.257	25.886.827	-	14.929	(1.497.208.968)	(1.366.800.955)	2.303.569.353	3.920.410.881	2.925.866.292	6.846.277.173

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - marzo	
		2013 M\$	2012 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.693.855.057	2.000.300.125
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		24.852.303	19.371.453
Otros cobros por actividades de operación		135.859.525	70.544.041
Clases de pagos			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.015.399.732)	(1.105.349.749)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(121.828.263)	(92.926.032)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(106.779)	(1.843.586)
Otros pagos por actividades de operación		(312.181.953)	(522.861.724)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(92.147.832)	(104.916.032)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(51.981.312)	(763.673)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		260.921.014	261.554.823
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(1.361.700)	(2.550.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(2.397.000)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		5.045.867	1.567.152
Compras de propiedades, planta y equipo		(157.396.866)	(84.212.919)
Importes procedentes de ventas de activos intangibles		-	296.794
Compras de activos intangibles		(34.351.034)	(33.748.528)
Intereses recibidos		6.818.841	3.620.425
Otras entradas (salidas) de efectivo		(311.198.822)	(10.104.375)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(494.840.714)	(125.131.451)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Importes procedentes de la emisión de acciones		1.092.829.396	-
Total importes procedentes de préstamos		28.943.173	317.253
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		13.870.635	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		15.072.538	317.253
Pagos de préstamos		(75.864.139)	(44.628.108)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(4.539.390)	(2.247.710)
Dividendos pagados		(106.334.527)	(85.215.643)
Intereses pagados		(53.744.485)	(86.190.683)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(5.802.145)	(26.480.265)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		875.487.883	(244.445.156)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		641.568.183	(108.021.784)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(13.664.354)	1.432.566
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		627.903.829	(106.589.218)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	5	815.832.061	1.187.684.209
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	5	1.443.735.890	1.081.094.991

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES	11
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.	15
2.4 Entidades filiales.	16
2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.	16
2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.	16
2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.	17
2.5 Sociedades asociadas y negocios conjuntos	17
2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.	17
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	19
a) Propiedades, plantas y equipos.	19
b) Propiedad de inversión.	21
c) Plusvalía.	21
d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.	22
d.1) Concesiones.	22
d.2) Gastos de investigación y desarrollo.	23
d.3) Otros activos intangibles.	23
e) Deterioro del valor de los activos.	23
f) Arrendamientos.	24
g) Instrumentos financieros.	25
g.1) Activos financieros no derivados.	25
g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.	25
g.3) Pasivos financieros excepto derivados.	26
g.4) Derivados y operaciones de cobertura.	26
g.5) Valor razonable y clasificación de los instrumentos financieros.	27
g.6) Baja de activos y pasivos financieros.	27
h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.	28
i) Inventarios.	28
j) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.	28
k) Acciones propias en cartera.	28
l) Provisiones.	29
l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.	29
m) Conversión de saldos en moneda extranjera.	29
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	30
o) Impuesto a las ganancias.	30
p) Reconocimiento de ingresos y gastos.	30
q) Ganancia (pérdida) por acción.	31
r) Dividendos.	31
s) Sistemas de retribución basados en acciones.	31
t) Gastos de emisión y colocación de acciones.	31
u) Estado de flujos de efectivo.	32
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO	33
4.1 Generación:	33
4.2 Distribución:	36
5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.	39
6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.	40

7.	DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	41
8.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	43
8.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	43
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	43
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	44
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:.....	45
8.2	Directorio y personal clave de la gerencia.....	46
8.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	47
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.....	47
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.....	48
8.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	48
9.	INVENTARIOS.....	50
10.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	50
11.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	51
12.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	52
12.1	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	52
13.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	55
14.	PLUSVALÍA.....	57
15.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	59
16.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	63
17.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	63
18.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	65
18.1	Préstamos que devengan intereses.....	66
18.2	Obligaciones No Garantizadas.....	69
18.3	Obligaciones Garantizadas.....	70
18.4	Deuda de cobertura.....	74
18.5	Otros aspectos.....	74
19.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	75
19.1.	Riesgo de tasa de interés.....	75
19.2.	Riesgo de tipo de cambio.....	76
19.3.	Riesgo de commodities.....	76
19.4.	Riesgo de liquidez.....	77
19.5.	Riesgo de crédito.....	77
19.6.	Medición del riesgo.....	77
20.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	79
20.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	79
20.2	Instrumentos derivados.....	80
20.3	Jerarquías del valor razonable.....	82
21.	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	84
22.	PROVISIONES.....	85
23.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	86
23.1	Aspectos generales:.....	86
23.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:.....	86
24.	PATRIMONIO.....	90
24.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	90
24.2	Reservas por Diferencias de conversión.....	92
24.3	Gestión del capital.....	92
24.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	92
24.5	Otras Reservas.....	92
24.6	Participaciones no controladoras.....	94

25.	INGRESOS	95
26.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	95
27.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS	96
28.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO	96
29.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA	96
30.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)	97
31.	RESULTADO FINANCIERO	97
32.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS	98
33.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	99
33.1	Criterios de segmentación	99
33.2	Generación ,distribución y otros	100
33.3	Países	103
33.4	Generación y distribución por países	106
34.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS	112
34.1	Garantías directas	112
34.2	Garantías Indirectas	112
34.3	Litigios y arbitrajes	113
34.4	Restricciones financieras	126
34.5	Otras informaciones	131
35.	DOTACIÓN	132
36.	SANCIONES	132
37.	HECHOS POSTERIORES	137
	ENERSIS	137
	CHILECTRA	137
	ENDESA CHILE	138
	PEHUENCHE	138
38.	MEDIO AMBIENTE	138
39.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ASOCIADAS	139
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:	141
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:	145
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:	146
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:	147
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:	152
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:	154
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE DEUDORES COMERCIALES:	157

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2013. (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 11.157 trabajadores al 31 de marzo de 2013. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre de 2013 fue de 11.100 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 2012 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 30 de enero de 2013, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 16 de abril de 2013, 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 de presentación de la Sociedad Matriz. 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 31 de marzo de 2013 han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), específicamente la Norma Internacional de Contabilidad N° 34 “Información Financiera Intermedia” (NIC 34), y aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de abril de 2013.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012.

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 2013:

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>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<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>
<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>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>

Como consecuencia de aplicación de la NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos”, a contar de 2013 las sociedades controladas en forma conjunta por el Grupo, que hasta los estados financieros presentados al 31 de diciembre de 2012 eran consolidadas de forma proporcional, deben registrarse bajo el método de la participación (ver nota 2.5 y 3.h), tal como lo exige la nueva Norma para aquellos acuerdos conjuntos que califiquen como *Negocio Conjunto*.

Las sociedades en cuestión son las siguientes:

- Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. y filiales.
- Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. y filiales.
- Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. y filial.
- Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

En consideración a que la aplicación de la NIIF 11 “Acuerdos Conjuntos” tiene carácter retrospectiva, los presentes estados financieros consolidados intermedios incluyen modificaciones a los estados de situación financiera al 31 de diciembre y 1 de enero de 2012, a los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio neto y de flujos de efectivo por el periodo finalizado al 31 de marzo de 2012 y a las correspondientes notas explicativas, todos ellos anteriormente emitidos y aprobados por los órganos de administración de Enersis. Estos cambios no afectan la determinación del patrimonio ni de la ganancia, atribuibles a los propietarios de la sociedad controladora.

A continuación se presenta un resumen de las principales modificaciones efectuadas, medidas en términos de variación, respecto a los estados financieros consolidados de Enersis originalmente emitidos:

(En miles de pesos)

Estados de Situación Financiera Consolidados	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Corrientes	(64.329.503)	(47.241.248)
Activos no Corriente	(7.011.835)	(37.542.422)
TOTAL DE ACTIVOS	(71.341.338)	(84.783.670)
Pasivos Corrientes	(34.381.510)	(38.499.611)
Pasivos no Corrientes	(31.398.295)	(41.171.393)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	-
Participaciones no controladoras	(5.561.533)	(5.112.666)
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	(71.341.338)	(84.783.670)
Estado de Resultados Consolidados	31-03-2012 M\$	
Ingresos	(19.304.499)	
Aprovisionamiento y Servicios	6.531.004	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	(12.773.495)	
Resultado Bruto de Explotación	(6.709.104)	
Depreciaciones, amortizaciones y pérdidas por deterioro	2.083.198	
Resultado Explotación	(4.626.106)	
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	(1.420.428)	
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	-	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	(185.614)	
GANANCIA (PÉRDIDA)	(185.614)	
Estado de Flujos de Efectivo Consolidado	31-03-2012 M\$	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(1.342.377)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	320.022	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	533.683	
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(966.868)	
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	(32.237.059)	
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	(33.692.599)	

El resto de normas y enmiendas adoptadas, que han entrado en vigor a partir del 01 de enero de 2013, no han tenido un efecto significativo en los estados financieros consolidados intermedios de Enersis y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2014 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 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>Enmiendas a NIIF 10, 12 y NIC 27: Entidades de Inversión</p> <p><i>Bajo los requerimientos de la NIIF 10, las entidades informantes están obligadas a consolidar todas las sociedades sobre las cuales poseen control. La enmienda establece una excepción a estos requisitos, permitiendo que las Entidades de Inversión midan sus inversiones a valor razonable con cambio en resultados de acuerdo a NIIF 9, en lugar de consolidarlas.</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>

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de normas 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.I).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (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.

Se consideran sociedades filiales aquellas en las que Enersis controla, directa o indirectamente, la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, considerándose a estos efectos los derechos de voto potenciales en su poder, o de terceros, ejercitables o convertibles al cierre de cada ejercicio.

Además, Enersis debe estar expuesta, o tener derecho, a los rendimientos variables de la filial y tener la capacidad de influir en el monto de éstos.

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.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Durante el primer trimestre de 2013 ingresaron al perímetro de consolidación del Grupo Enersis las siguientes sociedades: Generalima S.A.C., Eléctrica Cabo Blanco S.A.C., Empresa Eléctrica de Piura S.A., Endesa Cemsa S.A., Inversora Dock Sud S.A. y Central Dock Sud S.A. Todas ellas aportadas por Endesa, S.A., agrupadas en Cono Sur Participaciones S.L.U., como parte del proceso de aumento de capital llevado a cabo por la compañía (ver nota 24.1.1).

El ingreso de estas compañías al perímetro de consolidación del Grupo Enersis supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de M\$110.222.618 en los activos corrientes, M\$163.196.934 en los activos no corrientes, M\$180.637.895 en los pasivos corrientes y de M\$54.241.781 en los pasivos no corrientes.

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

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

Aunque el Grupo posee, directa e indirectamente, un 48,48% de participación en las sociedades Comercializadora de Energía S.A. (en adelante “Codensa”) y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”), estas compañías tienen la consideración de “sociedades filiales” ya que Enersis, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. El Grupo mantiene un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

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 “negocio 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 y negocios conjuntos

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).

Por otra parte, se consideran negocios conjuntos aquellas entidades en que el control se da gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten dicho control, y estas partes tienen derecho a los activos netos de la entidad.

En el anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enersis con cada una de sus asociadas y entidades controladas de forma conjunta.

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.

Los resultados integrales de las sociedades filiales, se incluyen en el estado de resultados integrales consolidados desde la fecha en que la Sociedad Matriz obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de la Sociedad Matriz y de las sociedades filiales se ha efectuado siguiendo los siguientes principios básicos:

1. En la fecha de toma de control, los activos, pasivos y pasivos contingentes de la sociedad filial son registrados a valor de razonable. 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).

4. Todos los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en las empresas de origen, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a “Otras reservas”. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

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 5,42% y un 9,90%. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 5.582.645 y M\$ 7.126.592 durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012, respectivamente (ver Nota 31).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 10.038.731 y M\$ 7.020.236 durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor actualizado, reconociendo contablemente la correspondiente provisión. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).
- Los elementos adquiridos con anterioridad a la fecha en que Enersis efectuó su transición a las NIIF, esto es 1 de enero de 2004, incluyen en el costo de adquisición, en su caso, las revalorizaciones de activos permitidas en los distintos países para ajustar el valor de las propiedades, plantas y equipos con la inflación registrada hasta esa fecha (ver Nota 24.5).

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

Los costos de ampliación, modernización o mejora que representan un aumento de la productividad, capacidad o eficiencia o un alargamiento de la vida útil de los bienes se capitalizan como mayor valor de los correspondientes bienes.

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

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

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

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

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

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

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

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

Los terrenos no se deprecian por tener una vida útil indefinida.

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	10 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	85 años	74 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	87 años	74 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	7 años
Compañía de Interconexión Energética S.A (CIEN - Línea 2)	Brasil	20 años	9 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 3.d.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 periodo 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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre 2012 y 1 de enero de 2012, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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

d.1) Concesiones.

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

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

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.1)

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2013 y 2012, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 3.505.560 y M\$ 2.130.808, 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 Servicos S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	14 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	30 años	15 años
Concesionaria Túnel El Melón S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 años	3 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 31 de marzo de 2013 y 2012 ascendió a M\$ 269.803 y M\$ 130.342, 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 2012 y 2011, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)	
		2012	2011
Chile	Peso chileno	2,3% - 5,2%	4,2% - 5,3%
Argentina	Peso argentino	8,6% - 9,5%	7,0% - 7,9%
Brasil	Real brasileño	5,1% - 6,1%	5,0% - 6,0%
Perú	Nuevo sol peruano	3,7% - 4,9%	3,2% - 4,3%
Colombia	Peso colombiano	4,3% - 5,3%	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 2012 y 2011 fueron las siguientes:

País	Moneda	2012		2011	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,0%	14,6%	8,0%	10,1%
Argentina	Peso argentino	26,0%	29,0%	23,0%	26,0%
Brasil	Real brasileño	9,5%	18,0%	9,5%	11,6%
Perú	Nuevo sol peruano	7,6%	12,5%	7,3%	9,3%
Colombia	Peso colombiano	8,4%	14,5%	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 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.

El Grupo Enersis evalúa el fondo económico de los contratos que otorgan el derecho de uso de determinados activos, con el objeto de determinar la existencia de arrendamientos implícitos. En estos casos, la compañía separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables relativos, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

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 traspaasa 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 y pasivos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y sociedades asociadas, 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, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enersis con cada una de estas entidades.

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 31 de marzo de 2013 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer trimestre de 2013 ni durante ejercicio 2012 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 negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

Las rebajas que se puedan aplicar al monto determinado como pasivo por impuesto corriente, se imputan en resultados como un abono al rubro "Gasto por impuestos a las ganancias", salvo que existan dudas sobre su realización tributaria, en cuyo caso no se reconocen hasta su materialización efectiva, o correspondan a incentivos tributarios específicos, registrándose en este caso como subvenciones.

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos.

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

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

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

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

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

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

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

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

q) Ganancia (pérdida) por acción.

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

Durante el primer trimestre de 2013 y ejercicio 2012, 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) Gastos de emisión y colocación de acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda. En el caso que la cuenta primas de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en "Otras reservas".

u) Estado de flujos de efectivo.

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el período, determinados por el método directo, utilizando las siguientes expresiones en el sentido que figura a continuación:

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

El día 31 de diciembre de 2012, se publicó en el Diario Oficial, el Reglamento que establece las disposiciones aplicables a los servicios complementarios, entendiéndose por estos los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión y distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación del sistema en los términos dispuestos en el artículo 137 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Brasil, Colombia y Perú

Las legislaciones de Brasil, Colombia y Perú 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.

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

En Brasil, el precio al cual se liquidan las transacciones se denomina Precio de liquidación de las diferencias – PLD-, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes. El cálculo del PLD ha sufrido algunas modificaciones durante el año 2013; es así como a partir de la primera semana operativa de abril de 2013 y hasta que se realice la implementación de una nueva metodología de aversión al riesgo en los programas computacionales, se utilizará un procedimiento transitorio para el cálculo del PLD. El nuevo cálculo involucra un procedimiento en el cual una parte del costo total adicional de este despacho térmico será prorrateada entre todos los agentes del mercado mediante un Encargo de Servicios de Sistema, por seguridad energética, y otra parte será prorrateada entre todos los agentes compradores del mercado de corto plazo, por medio de una diferencia (Δ PLD), que deberá ser sumada al PLD convencional, resultando así un "PLD final".

Por su parte Perú tiene intervenida la formación de precio, a raíz de una normativa de emergencia surgida en 2008 y que se prevé se mantenga hasta el año 2015, 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 y Perú 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 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.

Con objeto de reducir el precio final de la tarifa eléctrica y relanzar la actividad económica de Brasil, el 11 de septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, que establece las condiciones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica. En enero de 2013 se publicaron la Ley 12.783 y el Decreto 7891, que eliminan algunos cargos sectoriales de la factura que pagaba el cliente final, y que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. El Decreto corresponde a una Revisión tarifaria extraordinaria que rebajó la tarifa en 18% para los clientes de Ampla y Coelce, con efecto desde el 24 de enero y hasta la entrada en vigencia del siguiente reajuste anual.

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, denominado Mercado Organizado Regulado – MOR-, 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.

En todos los países existe algún tipo de normativa que promueve la incorporación de energía renovable, sin embargo, a diferencia de lo que ocurre en Chile, no se define una cuota obligatoria para la incorporación de este tipo de tecnología. En Brasil, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (“ANEEL”) realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la entidad encargada de la planificación de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta. En Perú, existen metas de participación de la ERNC en la matriz energética del país y la autoridad regulatoria, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (“OSINERGIM”), realiza subastas discriminatorias para cumplirlas.

Argentina

Argentina, ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio “spot” promedio previsto para los próximos 6 meses. Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad ha fijado de manera arbitraria ese precio, interviniendo el sistema marginalista y provocando un desfase entre los costos reales de generación y el pago que realiza la demanda a través de las distribuidoras.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio, para desarrollar entre 2013 y 2014 un sistema remuneratorio basado en un esquema de costo medio. En concordancia con lo anterior, con fecha 26 de marzo de 2013, se publicó la resolución SE 95-2013, la cual marcaría el final del concepto marginalista en el mercado de generación de electricidad argentino, por cuanto en ella se definen, en su lugar, una remuneración asociada a los costos fijos, otra remuneración relativa a los costos variables no combustibles más una remuneración adicional. Todos estos valores son establecidos en los anexos de esta resolución SE 95 por tipo de tecnología y tamaño de las centrales. Cabe señalar que a la presente fecha están pendientes de cumplirse las condiciones que la propia resolución estableció para su plena aplicación, además de los procedimientos operativos que debe definir CAMMESA, lo que se espera se cumpla durante los próximos meses,

Adicionalmente, esta resolución suspendería transitoriamente la incorporación de nuevos contratos en el Mercado a Término del MEM, así como le renovación y prórroga de los contratos existentes. Los usuarios del MEM deberán adquirir su energía directamente a través del CAMMESA.

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 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 efecto, en Argentina y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a 1994 únicamente 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, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente.

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

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 2012 se inició el proceso del Estudio para el cálculo de las componentes del Valor Agregado de Distribución para el 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.

El 28 de septiembre de 2012, la CNE ponderó los 2 estudios y publicó las tarifas básicas preliminares, con las cuales se verificó que la rentabilidad del agregado de la industria estuviese el rango establecido de 10% con una dispersión de $\pm 4\%$.

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.

Con objeto de reducir el precio final de la tarifa eléctrica y relanzar la actividad económica de Brasil, el 11 de septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, que establece las condiciones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica. En enero de 2013 se publicaron la Ley 12.783 y el Decreto 7891, que eliminan algunos cargos sectoriales de la factura que pagaba el cliente final, y que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. El Decreto corresponde a una Revisión tarifaria extraordinaria que rebajó la tarifa en 18% para los clientes de Ampla y Coelce, con efecto desde el 24 de enero y hasta la entrada en vigencia del siguiente reajuste anual.

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. Durante 2012 la CREG estableció los índices anuales de pérdidas en baja tensión que serán reconocidos tarifariamente a Codensa durante los próximos 5 años.

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. 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.

El pasado 12 de Julio de 2012, el Ente Regulador del Sector Eléctrico (en adelante, “ENRE”) ha designado temporalmente un “veedor” en Empresa Distribuidora Sur, S.A. cuyo cargo por 45 días fue prorrogado por tres períodos sucesivos de la misma duración, con el fin de verificar el estado financiero de la Compañía. La designación de la figura del “veedor” no supone la pérdida del control de la compañía por parte de ENDESA.

A finales de 2012 el ENRE estableció la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a conformar un fideicomiso que financiará obras de infraestructura y mantenimientos correctivos, y cuyos fondos son a cuenta de los créditos y débitos que determine el regulador al momento de realizarse la RTI. A la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación del Contrato de Concesión.

- 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 o > 500 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.

(**): En Brasil el límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.

- 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, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente.

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 presentó al Panel de Expertos sus discrepancias en junio de 2011. El Panel de Expertos emitió su dictamen el 8 de agosto y 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. Se espera que a comienzos del 2013 el Decreto ingrese a Contraloría para su toma de razón y posterior publicación. Las tarifas allí contenidas tendrán efecto retroactivo desde el 1 de enero de 2011 y regirán hasta el 31 de diciembre de 2014.

5. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Efectivo en caja	572.193	16.711.222	1.011.166
Saldos en bancos	187.739.268	329.458.672	265.665.749
Depósitos a corto plazo	920.521.326	337.995.782	380.497.446
Otros instrumentos de renta fija	334.903.103	131.666.385	540.509.848
Total	1.443.735.890	815.832.061	1.187.684.209

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	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
\$ Chilenos	633.507.977	214.392.882	533.573.465
\$ Arg	16.284.814	13.138.835	27.058.157
\$ Col	199.096.516	319.900.498	267.476.853
Real	218.594.561	195.713.685	278.155.164
Soles	49.785.732	58.875.208	38.902.348
US\$	326.466.290	13.810.953	42.518.222
Total	1.443.735.890	815.832.061	1.187.684.209

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

Desapropiaciones de subsidiarias	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Importes recibidos por desapropiaciones en efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	31.486.668
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	-	(18.824.434)
Activos y pasivos diferentes de efectivo o equivalentes al efectivo en entidades desapropiadas	-	-	(21.311.336)
Total contraprestaciones recibidas por desapropiaciones (*)	-	-	(8.649.102)

(*) ver nota 2.4.1

6. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al					
	Corrientes			No corrientes		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	-	2.753.412	2.753.412	2.697.513
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	-	33.984	31.468	86.852
Inversiones financieras disponibles para la venta CINIIF 12 (*) (**)	-	-	-	398.031.140	375.227.434	-
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*)	377.157.362	-	-	30.091.913	27.045.746	20.793.960
Instrumentos derivados de cobertura (*)	492.421	51.876	748.078	37.310.689	32.384.466	12.178.355
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	150.038.459	194.196.327	-	-	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	4.187.420	-	47.504	-	-	-
Otros activos	878.985	252.595	143.638	1.461.252	1.575.580	1.490.090
Total	532.754.647	194.500.798	939.220	469.682.390	439.018.106	37.246.770

(*) ver nota 20.1.a

(**) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el periodo de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como inversiones financieras disponibles para la venta (ver notas 3.g, 6 y 7). Considerando lo anterior, al cierre del ejercicio anterior, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperaran recibir al final del periodo de concesión, originándose el registro de un mayor activo e ingresos financieros por un monto de M\$ 112.274.835.

7. DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al					
	31-03-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	1.066.300.260	228.124.545	1.004.632.881	202.900.342	1.133.430.884	444.128.002
Deudores comerciales, bruto	971.034.094	188.396.039	883.120.935	163.265.685	1.046.072.687	182.387.693
Otras cuentas por cobrar, bruto	95.266.166	39.728.506	121.511.946	39.634.657	87.358.197	261.740.309

Deudores Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al					
	31-03-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	906.898.011	228.124.545	846.791.111	202.900.342	950.007.713	443.128.492
Deudores comerciales, neto	817.206.966	188.396.039	737.079.414	163.265.685	863.975.605	181.388.183
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	89.691.045	39.728.506	109.711.697	39.634.657	86.032.108	261.740.309

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 25.268.279 (M\$ 29.607.762 y M\$20.411.550 al 31 diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente); cuentas por cobrar por siniestro por terremoto y otras indemnizaciones por recibir por M\$ 20.297.290 (M\$ 74.873.533 y M\$ 24.261.059 al 31 diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente); Cuentas por cobrar en remate de acciones M\$28.628.997. Las cuentas por cobrar por aplicación de CINIIF 12 " Acuerdos sobre Concesión de Servicios" que a diciembre de 2011 presentaban M\$ 212.947.609, a diciembre de 2012 fueron clasificadas como inversiones financieras disponibles para la venta (ver nota 6).

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 el periodo terminado al 31 de marzo de 2013 y 2012.

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

b) Al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

Deudores por ventas vencidos y no pagados pero no deteriorados	Saldo al		
	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	147.224.059	129.206.102	81.387.613
Con antigüedad entre tres y seis meses	13.694.666	11.822.289	38.450.793
Con antigüedad entre seis y doce meses	23.812.793	22.832.886	30.144.689
Con antigüedad mayor a doce meses	53.356.536	123.065.090	114.487.265
Total	238.088.054	286.926.367	264.470.360

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

Deudores por ventas vencidos y no pagados con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2012	184.422.681
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	32.680.894
Montos castigados	(28.256.530)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(31.005.275)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	157.841.770
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	6.550.262
Montos castigados	(4.339.725)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(650.058)
Saldo al 31 de marzo de 2013	159.402.249

(*) 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 24 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 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		
							31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$						
Extranjera	E E Plura (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	34.666	208.118	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	28.164	43.591	30.857	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	26.165	26.165	26.165	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7.155	7.407	4.230	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Préstamos	Más de 90 días	-	-	-	485.894	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	110	22.457	107	-	-	-
96.880.800-I	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	146	95.399	7	-	-	-
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	23.890	311.013	-	-	-
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	578	-	-	-
Extranjera	ECOSC	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	74.253	71.721	-	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	708.595	764.937	630.091	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	3.284.701	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Peajes	Menos de 90 días	-	20.286.684	23.839.664	-	-	-
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otras	Menos de 90 días	-	5.788.317	16.724	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	687.399	-	-	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quiñero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	611.208	771.985	8.926.072	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	537.798	546.833	591.541	-	-	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	380.443	379.802	379.862	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	-	98.150	98.118	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	147.504	213	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	13.001.017	13.336.206	20.201.586	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	230.625	181.855	177.501	-	-	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	292.518	270.458	-	-	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	2.398.500	-	-	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.823.404	358.491	5.574.593	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	1.128.277	273.938	307.638	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Cta. Cle/Mercantil	Menos de 90 días	13.221.205	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Financiación Filiales	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	564	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	-	784.741	-	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	45.959	36.340	-	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud (1)	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	17.256	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	8.230	-	-	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	42.019	317.563	-	-	-
							35.066.721	47.570.282	61.912.486	485.894	-	-

(*) Ver nota 20.3

(1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

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	Corrientes			No corrientes		
							31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
							M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	162.847	995.885	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	99.929	105.569	130.841	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	59.872.270	69.349.995	69.240.261	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Relac. Matriz	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	-	17.925.206	27.306.717	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A (3)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	-	-	1.207.252	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (4)	España	Relac. Matriz	US\$	Préstamos	Más de 90 días	46.718.594	-	-	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	13.931	216.029	182.599	-	-	-
96.580.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	8.416	15.896	60.659	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	90.918	109.529	152.402	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	32.111	54.607	538.373	-	-	-
Extranjera	Endesa Cernisa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Compra combustible	Menos de 90 días	-	7.234.142	19.615.744	-	-	-
Extranjera	Endesa Cernisa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Real	Transporte de energía	Menos de 90 días	-	20.595.952	21.546.571	-	-	-
Extranjera	Endesa Cernisa S.A. (1)	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	3.081	-	-	-
Extranjera	Endesa Cernisa S.A. (1)	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	752	68.039	-	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	7.262.818	25.884.955	8.517.317	-	-	-
Extranjera	Carbox S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Compra de Carbón	Menos de 90 días	-	-	5.586.847	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	2.294.557	4.556.927	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities (*)	Menos de 90 días	1.782.684	32.200	-	-	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Cta Cte Mercantil	Menos de 90 días	-	-	846	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	104.697	34.487	124.977	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	425.752	373.944	1.613.683	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	13.589	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	515.462	37.551	44.705	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	18.678	48.086	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	12.087	7.402	-	-	-	-
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	723.411	-	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	4.782	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	80.928	80.928	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	1.714.935	1.629.774	1.866.685	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	371.650	-	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	90.625	-	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Peaje	Menos de 90 días	75.377	66.037	-	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	176.885	158.713	202.613	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Qundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.248.421	1.114.927	1.111.748	-	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Qundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	12.903	370	-	-	-	-
Extranjera	Central Dock Sud (1)	Argentina	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	407	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	México	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	222.468	-	-	-
Total							123.283.764	150.259.507	160.358.684	-	-	-

(*) Ver nota 20.3

(1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

(3) 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 (totalmente pagado).

(4) Corresponde a financiamiento otorgado a Central Dock Sud S.A., para construcción de la planta de la central y refinanciación de pasivos. El préstamo está expresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de Libor + 2,82% anual y con vencimiento a marzo de 2014.

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	31-03-2013 Totales M\$	31-03-2012 Totales M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	-	(462.754)
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	21.960
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	-	15.484
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	9.783	10.116
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	-	(9.943)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(12.725.435)	-
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	23.890
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(23.329.919)	(30.930.031)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(8.302.428)	(8.106.586)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	5.099	2.355
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	186.835	97.259
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	119.376	179.597
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(319.450)	(277.768)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(52.408)	(104.825)
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	127.992	6.231
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(175.124)	(303.803)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	31.727	4.397
Extranjera	Enel Energy Europe	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(445.649)	(91.876)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(633.530)	(608.727)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(124.184)	-
Extranjera	Carbox S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	(9.411.311)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Compras de Energía	-	(912.805)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	915.281
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	(36.459)
Extranjera	EOSC	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	28.534	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	(6.190)	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	8.085	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	2.592.753	710.057
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	88.675	959.762
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	611.680	316.826
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	185.669	103.265
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (2)	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(323.486)	(90.433)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	1.191	-
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	(1.488.134)	(23.078)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	(4.829.267)	(2.547.022)
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	41.680	55.428
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	111.010	331.121
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	-	(2.538.916)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(295.733)	(152.910)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	953
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	-	(152.910)
Total					(48.900.848)	(53.008.175)

(1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.

(2) Ver nota 2.2.a).

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

8.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de marzo de 2013 fue elegido en Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 22 de abril de 2010. El Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de igual fecha. (Ver nota 37)

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 2013.

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 2013.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas del directorio al 31 de marzo de 2013 y 2012:

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2013			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - marzo 2013	34.947	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - marzo 2013	15.966	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - marzo 2013	15.964	-	4.659
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - marzo 2013	17.473	-	4.659
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2013	17.473	-	4.659
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - marzo 2013	17.473	-	-
TOTAL				119.296	-	13.977

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2012			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - marzo 2012	22.514	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	3.775
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	3.775
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	3.775
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - marzo 2012	11.257	-	-
TOTAL				78.799	-	11.325

(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
	Extranjero Alain Rosolino (2)	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 del Sr. Alfredo Ergas S. quien renunció con fecha 27 de agosto de 2012.

(2) Con fecha 12 de diciembre de 2012 la Sra. Alba Marina Urrea G. presentó renuncia voluntaria a Enersis y con la misma fecha se designó al Sr. Alain Rosolino en su reemplazo.

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

	Saldo al	
	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Remuneración	661.570	643.415
Beneficios a corto plazo para los empleados	208.605	553.889
Otros beneficios a largo plazo	9.457	15.833
Total	879.632	1.213.137

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, era 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 eran 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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Mercaderías	4.438.410	5.010.620	2.575.623
Suministros para la producción	34.819.493	41.288.494	35.893.349
Otros inventarios (*)	33.596.447	30.263.971	31.865.869
Total	72.854.350	76.563.085	70.334.841
Detalle de otros inventarios			
(*) Otros inventarios	33.596.447	30.263.971	31.865.869
Inventarios para proyectos y repuestos	27.749.978	20.962.944	19.933.881
Materiales eléctricos	5.846.469	9.301.027	11.931.988

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de marzo de 2013 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 145.816.294 (M\$ 162.496.459 al 31 de marzo de 2012). Ver nota 26.

Al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

10. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Pagos provisionales mensuales	64.985.637	57.875.497	84.423.571
IVA crédito fiscal	101.084.583	74.704.027	35.861.059
Crédito por utilidades absorbidas	60.329.176	60.335.643	8.067.408
Créditos por gastos de capacitación	243.098	235.498	7.040
Otros	11.607.019	12.404.217	10.006.540
Total	238.249.513	205.554.882	138.365.618

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Impuesto a la renta	82.498.408	79.678.148	109.264.172
IVA débito fiscal	25.150.475	22.152.002	44.610.139
Otros	68.150.944	67.715.388	78.371.862
Total	175.799.827	169.545.538	232.246.173

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.

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 CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el primer trimestre de 2013 y ejercicio 2012:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2013 M\$	Adiciones	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/03/2013 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/03/2013
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.030.441	-	-	1.069.696	(687.899)	(125.580)	687.899	9.974.557	-	9.974.557
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-	-	1.414.237	-	67.672	1.632.925	3.114.834	(3.114.834)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	376.835	-	-	73.675	-	(5.254)	-	445.256	-	445.256
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%	2.743.725	-	-	-	-	-	(2.743.725)	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A. (1)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	-	-	652.925	-	-	-	-	652.925	-	652.925
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	25.683	-	-	9.633	-	(9.692)	-	25.624	-	25.624
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	66.894.760	1.361.700	-	(177.627)	-	-	-	68.078.833	-	68.078.833
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.710.960	-	-	78.334	-	-	-	5.789.294	-	5.789.294
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)(3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	96.207.755	-	-	3.468.640	-	(1.334.227)	-	98.342.168	-	98.342.168
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (2)	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.527.186	-	-	659.867	(1.178.909)	(1.475.827)	-	31.532.317	-	31.532.317
TOTALES						214.517.345	1.361.700	652.925	6.596.455	(1.866.808)	(2.882.908)	(422.901)	217.955.808	(3.114.834)	214.840.974

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2012 M\$	Adiciones	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2012 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2012
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.733.400	-	-	4.283.023	(4.186.063)	(761.847)	(38.072)	9.030.441	-	9.030.441
96.889.570-2	Inversiones Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Peso chileno	42,50%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-	-	5.198.419	(2.738.825)	644.605	782.465	3.886.664	(3.886.664)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	-	-	-	388.865	-	(5.373)	(6.657)	376.835	-	376.835
Extranjera	Endesa Cemsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%	3.428.480	-	-	(24.718)	-	(660.005)	(32)	2.743.725	-	2.743.725
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	31.382	-	-	313	-	(6.012)	-	25.683	-	25.683
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	60.050.165	7.140.000	-	(581.423)	-	-	286.018	66.894.760	-	66.894.760
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.366.245	-	-	344.715	-	-	-	5.710.960	-	5.710.960
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (2)(3)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	84.810.956	-	-	18.304.801	-	(6.908.002)	-	96.207.755	-	96.207.755
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (2)	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	31.365.089	-	-	2.467.941	-	419.106	(724.950)	33.527.186	-	33.527.186
TOTALES						194.785.717	7.140.000	30.381.936	(6.924.888)	(7.277.528)	298.772	218.404.009	(3.886.664)	214.517.345	

- (1) Al 31 de marzo de 2013 se incorporó como asociada a la compañía Yacilec S.A. y se disminuyó como asociada a la compañía Endesa Cemsa S.A., la cual a partir del 31 de marzo de 2013 comienza a consolidarse por el método de integración global (ver nota 2.4.1, 24.1.1 y anexo 3). Al 31 de diciembre de 2012 no ocurrieron movimientos de participaciones en nuestras asociadas.
- (2) Ver nota 2.2.a).
- (3) Gas Atacama, sociedad participada por el Grupo en un 50%, 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.

b. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de marzo de 2013							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
GNL Quintero S.A	20,00%	79.444.697	527.773.366	29.988.298	586.591.753	24.397.955	(17.327.321)	7.070.634
Electrogas S.A.	42,50%	5.416.868	37.529.503	7.656.137	11.820.458	4.331.047	(1.814.115)	2.516.932
Yacilec S.A.	22,22%	2.449.183	968.280	479.007	-	66.670	-	66.670

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre 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%	46.897.389	873.409	41.673.631	-	3.255.026	(3.309.953)	(54.927)
GNL Quintero S.A	20,00%	72.284.363	541.694.388	27.968.039	610.947.052	101.634.665	(75.642.607)	25.992.058
Electrogas S.A.	42,50%	2.488.996	38.787.769	7.935.168	12.093.501	18.509.416	(8.431.715)	10.077.701

Inversiones con influencia significativa	01 de enero de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Endesa Cemsa S.A.	45,00%	49.705.466	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.

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

	31 de marzo de 2013							
	% 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%	11.567.507	129.072.959	6.904.100	248.465	-	(348.289)	(348.289)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.626.862	9.750.021	491.153	1.307.144	574.442	(417.775)	156.667
Gas Atacama S.A.	50,00%	114.059.984	169.340.402	44.632.845	42.083.206	32.478.993	(25.541.714)	6.937.279
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	20.837.092	119.987.483	30.199.765	35.934.102	18.679.664	(17.044.124)	1.635.540

	31 de diciembre de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	10.081.574	127.061.491	5.728.373	248.465	-	(1.140.074)	(1.140.074)
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	50,00%	3.273.653	9.921.635	503.949	1.269.420	2.265.866	(1.576.437)	689.429
Gas Atacama S.A.	50,00%	109.901.311	280.273.935	48.808.533	42.927.589	119.376.455	(82.726.987)	36.649.468
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	48,99%	23.580.752	125.545.296	32.159.600	37.495.043	78.544.480	(72.427.700)	6.116.780

	01 de enero de 2012							
	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$
Hidroaysen S.A.	51,00%	10.250.367	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%	19.548.243	111.718.071	21.888.384	35.217.903	67.811.590	(61.337.438)	6.474.152

Ver anexo 3

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Activos intangibles	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Intangibles netos	1.221.319.156	1.202.002.511	1.466.680.979
Servidumbre y Derechos de Agua	42.104.381	44.569.633	33.622.818
Concesiones Neto (1) (*)	1.107.928.533	1.093.803.169	1.369.031.940
Costos de Desarrollo	12.521.546	10.089.646	10.225.095
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.956.044	2.329.715	2.236.850
Programas Informáticos	54.074.962	48.350.377	48.306.229
Otros Activos Intangibles Identificables	2.733.690	2.859.971	3.258.047

Activos intangibles	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Activos Intangibles bruto	2.265.080.672	2.223.804.143	2.360.908.325
Servidumbre y Derechos de Agua	50.103.434	52.590.938	40.228.629
Concesiones	2.005.802.350	1.970.550.917	2.145.097.304
Costos de Desarrollo	21.466.588	19.265.571	17.640.985
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	9.721.684	10.146.623	9.110.394
Programas Informáticos	166.055.029	159.033.635	138.876.308
Otros Activos Intangibles Identificables	11.931.587	12.216.459	9.954.705

Activos intangibles	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.043.761.516)	(1.021.801.632)	(894.227.346)
Servidumbre y Derechos de Agua	(7.999.053)	(8.021.305)	(6.605.811)
Concesiones	(897.873.817)	(876.747.748)	(776.065.364)
Costos de Desarrollo	(8.945.042)	(9.175.925)	(7.415.890)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(7.765.640)	(7.816.908)	(6.873.544)
Programas Informáticos	(111.980.067)	(110.683.258)	(90.570.079)
Otros Activos Intangibles Identificables	(9.197.897)	(9.356.488)	(6.696.658)

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

Empresa titular de la concesión	País	Plazo de la concesión	Período restante	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial)	Chile	23 Años	5 Años	8.596.022	10.049.562	12.152.979
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	15 Años	636.061.254	625.413.669	733.283.981
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	Brasil	30 Años	16 Años	463.271.257	458.339.938	623.594.980
TOTAL				1.107.928.533	1.093.803.169	1.369.031.940

(*) Ver nota 3d.1)

Durante el ejercicio de 2012 el regulador eléctrico brasileño modificó 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\$ 108.639.110 en el valor del activo intangible registrado por la concesión. Esta disminución se ha visto compensada por un aumento similar en el rubro inversiones financieras disponibles para la venta 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 6)

La composición y movimientos del activo intangible durante el primer trimestre de 2013 y ejercicio de 2012 han sido los siguientes:

Año 2013

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre y Derechos de agua, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2013	10.089.646	44.569.633	1.093.803.169	2.329.715	48.350.377	2.859.971	1.202.002.511
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	309.622	29.924	31.224.394	16.820	943.959	-	32.524.719
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	2.810.507	-	-	-	64.688	-	2.875.195
Retiros (43.977)	(43.977)	-	(838.072)	-	(2.256)	-	(884.305)
Amortización (2)	(187.102)	(234.297)	(15.908.335)	(307.706)	(2.080.879)	(2.419)	(18.720.738)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(457.149)	(1.173.392)	7.205.008	(99.912)	(523.967)	(123.862)	4.826.726
Otros incrementos (disminuciones)	(1)	(1.087.487)	(7.557.631)	17.127	7.323.040	-	(1.304.952)
Total movimientos en activos intangibles identificables	2.431.900	(2.465.252)	14.125.364	(373.671)	5.724.585	(126.281)	19.316.645
Saldo Final Activos Intangibles Identificables al 31/03/2013	12.521.546	42.104.381	1.107.928.533	1.956.044	54.074.962	2.733.690	1.221.319.156

- (1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.
(2) Ver nota 28.

Año 2012

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo, Neto	Servidumbre, Neto	Concesiones, Neto	Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos, Neto	Programas Informáticos, Neto	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2012	10.225.095	33.622.818	1.369.031.940	2.236.850	48.306.229	3.258.047	1.466.680.979
Movimientos en activos intangibles identificables							
Adiciones	3.972.388	1.049.888	149.026.486	526.775	23.080.976	25.162	177.681.675
Retiros	(1.104.668)	-	(1.303.906)	-	(12.842)	(1)	(2.421.417)
Amortización	(1.951.718)	(675.305)	(87.051.738)	(1.147.314)	(10.973.446)	(438.016)	(102.237.537)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	128.707	346.227	(213.403.284)	15.511	(4.011.403)	40.557	(216.883.685)
Otros incrementos (disminuciones)	(1.180.158)	10.226.005	(122.496.329)	697.893	(8.039.137)	(25.778)	(120.817.504)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(135.449)	10.946.815	(275.228.771)	92.865	44.148	(398.076)	(264.678.468)
Saldo final activos intangibles identificables al 31/12/2012	10.089.646	44.569.633	1.093.803.169	2.329.715	48.350.377	2.859.971	1.202.002.511

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de marzo de 2013 (Ver nota 3e).

Al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012, 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 (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012:

Compañía	Saldo Inicial 01/01/2012 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2012 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/03/2013 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	-	-	-	-	-	-
Ampla Energia e Serviços S.A.	236.523.304	-	(37.853.331)	198.669.973	1.333.206	200.003.179
Investluz S.A.	120.160.024	-	(19.230.482)	100.929.542	677.303	101.606.845
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.589.629	-	153.012	11.742.641	(530.265)	11.212.376
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (***)	3.139.337	(3.139.337)	-	-	-	-
Endesa Costanera S.A. (**)	-	-	-	-	-	-
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	12.822.660	-	(2.476.733)	10.345.927	(552.720)	9.793.207
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (***)	1.516.768	3.139.337	-	4.656.105	-	4.656.105
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	-	-	-	-	-	-
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	44.511.309	-	(1.184.185)	43.327.124	(1.206.018)	42.121.106
Cachoeira Dourada S.A.	86.727.286	-	(13.879.886)	72.847.400	488.854	73.336.254
Egeel S.A.A	83.779.595	-	(2.228.883)	81.550.712	(2.269.978)	79.280.734
Emgesa S.A. E.S.P.	5.126.658	-	67.684	5.194.342	(234.562)	4.959.780
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.	13.239	-	(352)	12.887	(359)	12.528
Total	1.468.307.108	-	(76.633.156)	1.391.673.952	(2.294.539)	1.389.379.413

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de marzo de 2013 (ver nota 3 e).

(*) Ver nota 15.d) ix

(**) 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 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 Pangue S.A.

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

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

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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	7.013.584.540	7.049.923.571	7.045.908.847
Construcción en Curso	844.355.313	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	98.920.219	100.075.276	100.324.671
Edificios	92.266.125	94.150.678	102.452.869
Planta y Equipo	5.879.997.783	5.958.313.141	5.734.659.073
Instalaciones Fijas y Accesorios	74.783.553	73.606.717	70.751.900
Otras Propiedades, Planta y Equipo	23.261.547	23.519.715	25.618.939

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	12.417.184.628	12.496.153.840	12.414.246.788
Construcción en Curso	844.355.313	800.258.044	1.012.101.395
Terrenos	98.920.219	100.075.276	100.324.671
Edificios	168.013.337	169.912.377	180.117.671
Planta y Equipo	11.065.552.677	11.194.092.949	10.886.610.920
Instalaciones Fijas y Accesorios	210.008.629	201.400.253	202.811.841
Otras Propiedades, Planta y Equipo	30.334.453	30.414.941	32.280.290

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(5.403.600.088)	(5.446.230.269)	(5.368.337.941)
Edificios	(75.747.212)	(75.761.699)	(77.664.802)
Planta y Equipo	(5.185.554.894)	(5.235.779.808)	(5.151.951.847)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(135.225.076)	(127.793.536)	(132.059.941)
Otros	(7.072.906)	(6.895.226)	(6.661.351)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el primer trimestre de 2013 y ejercicio de 2012 han sido los siguiente:

Movimientos año 2013	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\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	800.258.044	100.075.276	94.150.678	5.958.313.141	73.606.717	23.519.715	7.049.923.571
Adiciones	86.456.494	15.074	58.986	914.684	2.860.276	-	90.305.514
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	53.274.335	814.674	298.215	58.015.823	1.771.530	-	114.174.577
Retiros	(343.996)	(173.443)	-	(2.705.298)	(22.338)	-	(3.245.075)
Gasto por depreciación (2)	-	-	(1.181.558)	(78.806.785)	(3.047.468)	(219.173)	(83.254.984)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(20.735.815)	(1.841.244)	(2.713.167)	(127.789.226)	(1.396.508)	(39.405)	(154.515.365)
Otros incrementos (decrementos)	(74.553.749)	29.882	1.652.971	72.055.444	1.011.344	410	196.302
Total movimientos	44.097.269	(1.155.057)	(1.884.553)	(78.315.358)	1.176.836	(258.168)	(36.339.031)
Saldo final al 31 de marzo de 2013	844.355.313	98.920.219	92.266.125	5.879.997.783	74.783.553	23.261.547	7.013.584.540

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\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	1.012.101.395	100.324.671	102.452.869	5.734.659.073	70.751.900	25.618.939	7.045.908.847
Adiciones	485.985.638	59.394	365.995	17.948.017	7.914.072	-	512.273.116
Retiros	(7.978)	(299.511)	48.956	(1.976.072)	(170.099)	-	(2.404.704)
Gasto por depreciación	-	-	(5.008.299)	(311.412.247)	(14.931.269)	(894.383)	(332.246.198)
Pérdida por deterioro reconocida en el estado de resultados	-	-	-	(12.578.098)	-	-	(12.578.098)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(23.506.303)	(453.958)	(5.672.621)	(128.134.948)	(4.738.077)	(292.536)	(162.798.443)
Otros incrementos (decrementos)	(674.314.708)	444.680	1.963.778	659.807.416	14.780.190	(912.305)	1.769.051
Total movimientos	(211.843.351)	(249.395)	(8.302.191)	223.654.068	2.854.817	(2.099.224)	4.014.724
Saldo final al 31 de diciembre de 2012	800.258.044	100.075.276	94.150.678	5.958.313.141	73.606.717	23.519.715	7.049.923.571

- (1) Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.
(2) Ver nota 28

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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 66.313.364, M\$ 126.760.139 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:

	31-03-2013			31-12-2012			01-01-2012		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	15.655.728	1.895.193	13.760.535	12.154.120	1.929.701	10.224.419	15.954.189	2.145.937	13.808.252
Entre un año y cinco años	66.570.957	11.540.209	55.030.748	40.346.759	3.945.765	36.400.994	39.105.238	5.827.660	33.277.578
Más de cinco años	27.510.535	2.299.123	25.211.412	13.016.926	2.211.594	10.805.331	27.619.488	2.457.926	25.161.562
Total	109.737.220	15.734.525	94.002.695	65.517.805	8.087.060	57.430.744	82.678.915	10.431.523	72.247.392

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.

2. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 2.5 % al 31 de diciembre 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 31 de marzo de 2013 y 2012 incluyen M\$ 4.670.391 y M\$ 5.997.927, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados periodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Menor a un año	13.543.408	18.932.624	7.690.811
Entre un año y cinco años	40.343.459	34.901.830	21.347.042
Más de cinco años	64.803.438	69.870.162	41.634.563
Total	118.690.305	123.704.616	70.672.416

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 272.035.834, M\$ 229.011.250 y M\$ 179.872.981, respectivamente.

ii) Al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 332.028.081, M\$ 175.143.405 y M\$ 328.844.715, respectivamente. (ver Nota 34).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MUS\$300.000 para el caso de las generadoras y de MUS\$30.000 para las distribuidoras, incluyéndose por éstas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Las primas asociadas a esta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) 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.

v) 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)

vi) Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las 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 de 350 MW" ("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 Construção e Administração de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca

Slovenske Energeticke Strojarnje 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.). Al 31 de diciembre de 2012, el monto de las boletas efectivamente cobradas asciende a US\$ 93.996.585,73, quedando aún un saldo por cobrar ascendente a US\$18.940.294,84

El cobro de estas Boletas de Garantías se imputó a reducir los costos en los que la sociedad incurrió con motivo de los incumplimientos al contrato, y que están activados en el Proyecto.

Junto con proceder al cobro de las referidas boletas de Garantías, 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.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile ha interpuesto 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.

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 registro 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). Esta provisión cubre la totalidad del riesgo patrimonial que Edesur representa para el Grupo Enersis.

ix) Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. registró una pérdida por deterioro por M\$ 12.578.098, con propósito de ajustar el valor libro de sus Propiedades, plantas y equipos a su valor recuperable (ver nota 3.e).

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el primer trimestre 2013 y ejercicio 2012 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2012	38.055.889
Adiciones	7.936.694
Desapropiaciones	(1.646.504)
Gasto por depreciación	(69.374)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados (*)	2.646.265
Saldo al 31 de diciembre de 2012	46.922.970
Adiciones	966.688
Desapropiaciones	(121.336)
Gasto por depreciación	(16.477)
Saldo final propiedades de inversión al 31 de marzo de 2013	47.751.845

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2012, determinado mediante valorizaciones internas, ascendió a M\$ 47.410.152. Al 31 de marzo de 2013 el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

El precio de venta de los inmuebles vendidos en el periodo 2013 y ejercicio 2012 son M\$ 634.976 y M\$ 9.594.069, respectivamente.

Los montos registrados como gastos directos en el estado de resultados consolidado de los periodos 2013 y 2012 relacionados con las propiedades de inversión no son significativos.

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

17. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a. El origen de los impuestos diferidos registrados al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es:

Diferencia temporal	Activos por Impuestos Diferidos			Pasivos por Impuestos Diferidos		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Impuestos diferidos relativos a depreciaciones	61.189.060	79.790.590	87.751.353	389.855.109	403.768.179	435.970.265
Impuestos diferidos relativos a amortizaciones	-	-	-	-	-	6.082.237
Impuestos diferidos relativos a acumulaciones (o devengos)	11.892.138	8.988.975	10.475.014	10.828.721	11.231.625	3.456.017
Impuestos diferidos relativos a provisiones	102.827.497	53.396.460	85.107.766	2.787.976	-	4.431.328
Impuestos diferidos relativos a contratos de moneda extranjera	2.382.605	2.252.322	31.195.995	-	-	107.097
Impuestos diferidos relativos a obligaciones por beneficios post-empleo	46.555.787	46.768.737	38.774.551	-	272.830	5.074.020
Impuestos diferidos relativos a revaluaciones de instrumentos financieros	49.410.094	47.320.153	37.813.186	6.873.596	6.417.993	880.379
Impuestos diferidos relativos a pérdidas fiscales	14.596.687	10.330.988	18.343.781	-	-	-
Impuestos diferidos relativos a otros	43.090.528	72.707.991	57.574.862	85.267.313	79.437.070	26.258.919
Total Impuestos Diferidos	331.944.396	321.556.216	367.036.508	495.612.715	501.127.697	482.260.262

b. Los movimientos de los rubros de “ Activos y Pasivos por Impuestos diferidos” del estado de situación consolidado en el periodo 2013 y ejercicio 2012 son:

Movimientos impuestos diferidos	Activo M\$	Pasivo M\$
Saldo al 01 de enero de 2012	367.036.508	482.260.262
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	26.807.477	77.089.407
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(647.948)	3.130.211
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(31.229.362)	(20.091.453)
Otros incrementos (decrementos)	(40.410.459)	(41.260.730)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	321.556.216	501.127.697
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	11.322.983	(40.899)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(535.169)	1.045.073
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común	12.016.363	8.534.296
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.541.038)	(6.178.494)
Otros incrementos (decrementos)	(8.874.959)	(8.874.958)
Saldo al 31 de marzo de 2013	331.944.396	495.612.715

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

c. Al 31 de marzo de 2013, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 74.950.873 (M\$ 50.426.796 y M\$ 39.313.993 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, 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 negocios conjuntos, 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 negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2013 asciende a M\$ 2.217.525.431 (M\$ 2.283.224.481 y M\$2.204.931.942 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente).

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	2007-2012
Argentina	2007-2012
Brasil	2007-2012
Colombia	2010-2012
Perú	2008-2012

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

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de marzo de 2013			31 de marzo de 2012		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	2.330	(465)	1.865	1.316	(224)	1.092
Cobertura de Flujo de Caja	10.658.637	(2.054.695)	8.603.942	46.589.175	(4.998.244)	41.590.931
Ajustes por conversión	(71.426.459)	-	(71.426.459)	(118.298.259)	-	(118.298.259)
Ganancias (Pérdidas) por Planes de Beneficios Definidos	(70.882)	14.583	(56.299)	187.343	(28.176)	159.167
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(60.836.374)	(2.040.577)	(62.876.951)	(71.520.425)	(5.026.644)	(76.547.069)

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de marzo de 2013		31 de diciembre de 2012		1 de enero de 2012	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	896.315.242	2.401.026.748	651.129.701	2.687.724.262	650.515.283	3.049.197.963
Instrumentos derivados de cobertura (*)	130.737.061	109.593.139	4.850.754	233.368.171	6.200.643	212.913.735
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	22.606	-	-	-	807.105	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	2.635.551	7.036.244	2.442.847	7.027.436	2.207.755	9.243.595
Otros pasivos financieros	-	-	-	-	83.1.772	-
	1.029.710.460	2.517.656.131	658.423.302	2.928.119.869	660.562.558	3.271.355.293

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de marzo de 2013		31 de diciembre de 2012		1 de enero de 2012	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	108.370.391	280.336.434	106.830.823	292.400.621	278.193.752	316.103.001
Obligaciones no garantizadas	584.926.682	1.913.417.844	394.389.956	2.204.708.298	242.785.757	2.439.913.903
Obligaciones garantizadas	9.307.251	-	4.880.687	4.689.387	10.660.476	9.635.108
Arrendamiento financiero	13.760.535	80.242.160	10.224.419	47.206.325	13.808.252	58.439.140
Otros préstamos	179.950.383	127.030.310	134.803.816	138.719.631	105.067.046	225.106.811
Total	896.315.242	2.401.026.748	651.129.701	2.687.724.262	650.515.283	3.049.197.963

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2013	Uno a Tres Años	Vencimiento Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente al 31/03/2013
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses					
Chile	US\$	1,71%	Sin Garantía	482.733	1.062.070	1.544.803	96.053.229	-	-	96.053.229
Chile	Ch\$	4,83%	Sin Garantía	4.214	-	4.214	-	-	-	-
Peru	US\$	2,86%	Sin Garantía	3.774.832	734.139	4.508.971	12.737.670	34.537.592	-	47.275.262
Peru	Soles	5,55%	Sin Garantía	159.635	-	159.635	-	21.882.515	-	21.882.515
Argentina	US\$	7,89%	Sin Garantía	5.511.451	6.799.146	12.310.597	5.811.464	-	-	5.811.464
Argentina	\$ Arg	21,61%	Sin Garantía	26.444.256	22.200.572	48.644.828	7.447.514	-	-	7.447.514
Colombia	\$ Col	9,20%	Sin Garantía	3.447.246	-	3.447.246	-	78.923.821	-	78.923.821
Brasil	US\$	7,78%	Sin Garantía	3.490.199	3.099.582	6.589.781	13.543.084	7.563.031	1.836.514	22.942.629
Brasil	Real	7,45%	Sin Garantía	7.637.946	23.522.370	31.160.316	-	-	-	-
Total				50.952.512	57.417.879	108.370.391	135.592.961	142.906.959	1.836.514	280.336.434

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Uno a Tres Años	Vencimiento Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente al 31/12/2012
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses					
Chile	US\$	1,76%	Sin Garantía	354.739	1.191.983	1.546.722	97.967.390	-	-	97.967.390
Chile	Ch\$	4,90%	Sin Garantía	432	-	432	-	-	-	-
Peru	US\$	3,49%	Sin Garantía	1.806.758	444.835	2.251.593	10.632.998	25.699.999	12.010.552	48.343.549
Peru	Soles	5,50%	Sin Garantía	187.239	-	187.239	-	1.875.756	20.633.302	22.509.058
Argentina	US\$	8,91%	Sin Garantía	7.214.852	4.421.192	11.636.044	7.368.666	-	-	7.368.666
Argentina	\$ Arg	20,96%	Sin Garantía	29.367.103	25.564.977	54.932.080	10.429.806	-	-	10.429.806
Colombia	\$ Col	8,12%	Sin Garantía	1.710.131	-	1.710.131	-	82.656.349	-	82.656.349
Brasil	US\$	7,79%	Sin Garantía	-	6.199.249	6.199.249	13.651.212	7.623.414	1.851.177	23.125.803
Brasil	Real	7,47%	Sin Garantía	5.001.762	23.365.571	28.367.333	-	-	-	-
Total				45.643.016	61.187.807	106.830.823	140.050.072	117.855.518	34.495.031	292.400.621

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012	Uno a Tres Años	Vencimiento Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente al 01/01/2012
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses					
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	-	86.794.795	86.794.795	-	-	-	-
Brasil	US\$	6,05%	Sin Garantía	-	5.825.541	5.825.541	13.909.371	11.722.036	6.352.599	31.984.006
Brasil	Real	12,89%	Sin Garantía	9.173.097	99.454.802	108.627.899	33.381.001	-	-	33.381.001
Total				50.048.479	228.145.273	278.193.752	216.963.871	35.796.092	63.343.038	316.103.001

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2013 asciende a M\$ 384.650.246 (M\$ 405.226.404 y M\$ 582.919.972 al 31 de diciembre de 2012 y al 1 de enero de 2012, respectivamente).

18.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 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 31/03/2013 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2013 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\$	7,71%	Sin Garantía	2.916.665	37.1200.352	374.117.017	214.956.376	-	142.792.564	357.748.940
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	10.711.475	2.378.415	13.089.890	17.347.203	15.759.800	287.138.433	320.245.436
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	158.319	278.221	436.540	7.589.252	14.163.459	13.297.599	35.050.310
Perú	Soles	6,65%	Sin Garantía	14.436.307	13.762.071	28.198.378	64.915.893	16.411.886	60.176.920	141.504.699
Colombia	\$ Col	7,47%	Sin Garantía	5.777.653	122.989.225	128.766.878	126.415.563	222.044.870	397.622.780	746.083.213
Brasil	Real	13,44%	Sin Garantía	12.481.824	27.836.155	40.317.979	65.993.767	156.268.868	90.522.611	312.785.246
Total				46.482.243	538.444.439	584.926.682	497.218.054	424.648.883	991.550.907	1.913.417.844

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 31/12/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 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\$	7,71%	Sin Garantía	20.743.334	192.725.416	213.468.750	271.467.420	123.377.492	145.304.618	540.149.530
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	8.778.822	8.778.822	14.445.679	15.349.506	289.721.460	319.516.645
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	785.915	55.795	841.710	7.688.954	9.566.350	18.255.463	35.510.767
Perú	Soles	6,73%	Sin Garantía	6.771.045	37.313.862	44.084.907	63.550.103	25.360.206	52.521.139	141.431.448
Colombia	\$ Col	8,01%	Sin Garantía	50.177.769	43.631.713	93.809.482	172.916.738	191.051.473	498.675.237	862.643.448
Brasil	Real	11,58%	Sin Garantía	6.626.846	26.779.439	33.406.285	64.628.349	152.851.186	87.976.925	305.456.460
Total				85.104.909	309.285.047	394.389.956	594.697.243	517.556.213	1.092.454.842	2.204.708.298

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			Total No Corriente al 01/01/2012 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012 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	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	12,64%	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	10.1390.968	108.079.337	60.242.802	120.351.829	90.131.132	270.725.763
Total				91.218.618	151.567.139	242.785.757	687.373.937	503.771.010	1.248.768.956	2.439.913.903

18.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2013
				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	Soles	6,31%	Con Garantía	131.066	9.176.185	9.307.251	-	-	-	-
Total				131.066	9.176.185	9.307.251	-	-	-	-

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012
				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	Soles	6,41%	Con Garantía	132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	4.689.387
Total				132.316	4.748.371	4.880.687	4.689.387	-	-	4.689.387

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente			
				Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 01/01/2012
				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	-	-	-	-
Peru	Soles	6,41%	Con Garantía	135.886	60.596	196.482	9.635.108	-	-	9.635.108
Total				135.886	10.524.590	10.660.476	9.635.108	-	-	9.635.108

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2013 asciende a M\$ 2.867.771.139 (M\$ 2.886.287.734 y M\$ 3.209.731.363 al 31 de diciembre de 2012 y al 1 de enero de 2012, respectivamente).

18.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de marzo de 2013, M\$ 662.343.872 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (M\$ 663.941.768 y M\$ 739.686.386 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente) (véase Nota 3.m).

El movimiento al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	37.372.801	30.554.503	67.748.527
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	3.881.180	17.591.453	(28.520.464)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(2.888.626)	(10.657.638)	(9.306.696)
Diferencias de conversión	(167.253)	(115.517)	633.136
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	38.198.102	37.372.801	30.554.503

18.5 Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2013 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles por M\$ 288.427.000 (M\$ 240.683.000 y M\$ 238.832.000 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, respectivamente).

19. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

Entre los principios básicos definidos por el Grupo 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 76% al 31 de marzo de 2013.

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 y/o protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-03-2013 %	31-12-2012 %	01-01-2012 %
Tasa de interés fijo	76%	60%	61%
Tasa de interés variable	24%	40%	39%
Total	100%	100%	100%

19.2. Riesgo de tipo de cambio.

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos 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 volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de marzo de 2013, estaban vigentes operaciones swap por un total de 270 mil toneladas de carbón para el periodo abril-junio de 2013. Al 31 de diciembre de 2012, estaban vigentes operaciones swap por 462 mil barriles de Brent para enero 2013 y 365 mil toneladas de carbón para el periodo febrero-junio de 2013 (al 01 de enero de 2012 no existían instrumentos de cobertura vigentes).

De acuerdo a las condiciones operativas que se actualizan permanentemente, éstas coberturas pueden ser modificadas, o incluir otros commodities (ver nota 20.3).

19.4. Riesgo de liquidez.

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

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

Al 31 de marzo de 2013, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.443.735.890 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 288.427.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2012, el Grupo tenía una liquidez de M\$ 815.832.061 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 240.683.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional (M\$ 1.187.684.209 y M\$ 238.832.000 respectivamente, al 01 de enero de 2012).

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.

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

Las colocaciones pueden ser respaldadas con, bonos del tesoro de los países donde se opera y/o papeles emitidos por bancos de primera línea, privilegiando los bancarios por ofrecer mayores retornos (siempre enmarcado en las políticas de colocaciones vigentes).

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	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Tipo de interés	15.678.476	15.933.808
Tipo de cambio	3.687.593	2.346.380
Correlación	(697.519)	(468.249)
Total	18.668.550	17.811.939

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el primer trimestre de 2013 y ejercicio 2012 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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

31 de marzo de 2013						
	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 financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	4.187.420	-	-	-	-	492.421
Otros activos de carácter financiero	-	150.038.459	377.157.362	942.843.717	-	-
Total Corriente	4.187.420	150.038.459	377.157.362	942.843.717	-	492.421
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.787.396	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	37.310.689
Otros activos de carácter financiero	-	-	30.091.913	230.071.691	398.031.140	-
Total No Corriente	-	-	30.091.913	230.071.691	400.818.536	37.310.689
Total	4.187.420	150.038.459	407.249.275	1.172.915.408	400.818.536	37.803.110

31 de diciembre 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 financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	51.876
Otros activos de carácter financiero	-	194.196.327	-	894.613.988	-	-
Total Corriente	-	194.196.327	-	894.613.988	-	51.876
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.784.880	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	32.384.466
Otros activos de carácter financiero	-	-	27.045.746	204.475.922	375.227.434	-
Total No Corriente	-	-	27.045.746	204.475.922	378.012.314	32.384.466
Total	-	194.196.327	27.045.746	1.099.089.910	378.012.314	32.436.342

1 de enero 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 de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	47.504	-	-	-	-	748.078
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	1.012.063.837	-	-
Total Corriente	47.504	-	-	1.012.063.837	-	748.078
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	2.784.365	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	12.178.355
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.793.960	444.618.582	-	-
Total No Corriente	-	-	20.793.960	444.618.582	2.784.365	12.178.355
Total	47.504	-	20.793.960	1.456.682.419	2.784.365	12.926.433

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 es el siguiente:

31 de marzo de 2013				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	3.726.248	2.022.260	893.202.285	-
Instrumentos derivados	22.606	-	-	130.737.061
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.447.760.085	-
Total Corriente	3.748.854	2.022.260	2.340.962.370	130.737.061
Préstamos que devengan interés	8.270.826	-	2.399.792.166	-
Instrumentos derivados	-	-	-	109.593.139
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total No Corriente	8.270.826	-	2.399.792.166	109.593.139
Total	12.019.680	2.022.260	4.740.754.536	240.330.200

31 de diciembre 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 financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	3.755.999	2.022.260	647.794.289	-
Instrumentos derivados	-	-	-	4.850.754
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.345.111.257	-
Total Corriente	3.755.999	2.022.260	1.992.905.546	4.850.754
Préstamos que devengan interés	8.336.860	-	2.686.414.838	-
Instrumentos derivados	-	-	-	233.368.171
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	-	-
Total No Corriente	8.336.860	-	2.686.414.838	233.368.171
Total	12.092.859	2.022.260	4.679.320.384	238.218.925

1 de enero 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	11.601.335	3.929.271	634.924.345	-
Instrumentos derivados	807.105	-	-	6.200.643
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.376.846.856	-
Total Corriente	12.408.440	3.929.271	2.011.771.201	6.200.643
Préstamos que devengan interés	13.215.469	-	3.035.982.494	-
Instrumentos derivados	-	-	-	212.913.735
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.548.202	-
Total No Corriente	13.215.469	-	3.059.530.696	212.913.735
Total	25.623.909	3.929.271	5.071.301.897	219.114.378

20.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.

- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de marzo de 2013				31 de diciembre de 2012				1 de enero de 2012			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	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:	-	3.959.664	571.161	4.125.280	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	1.119.964	7.048.868
Cobertura flujos de caja	-	3.959.664	571.161	4.125.280	-	3.183.912	184.337	5.583.530	-	2.792.448	1.119.964	7.048.868
Cobertura de tipo de cambio:	492.421	33.351.025	130.165.900	105.467.859	51.876	29.200.554	4.666.417	227.784.641	748.078	9.385.907	6.080.679	205.864.867
Cobertura de flujos de caja	492.421	33.351.025	130.051.792	102.472.233	51.876	29.200.554	4.648.602	224.676.991	748.078	9.385.907	3.070.825	201.717.556
Cobertura de valor razonable	-	-	114.108	2.995.626	-	-	17.815	3.107.650	-	-	3.009.854	4.147.311
TOTAL	492.421	37.310.689	130.737.061	109.593.139	51.876	32.384.466	4.850.754	233.368.171	748.078	12.178.355	6.200.643	212.913.735

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-03-2013	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2012	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 01-01-2012
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(736.777)	(2.583.955)	(4.376.384)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(3.109.734)	(3.125.465)	(7.157.165)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(198.680.579)	(200.073.163)	(194.654.396)

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

	31 de marzo de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	114.272	381.011	-
Partida subyacente	188.857	-	-	2.167.393
TOTAL	188.857	114.272	381.011	2.167.393

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

Al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de marzo de 2013				31 de diciembre de 2012				1 de enero de 2012			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	4.187.420	22.606	-	-	-	-	-	-	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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nacionales o contractuales:

Derivados financieros	31 de marzo de 2013								
	Valor razonable	Valor nominal						Posterior	Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posterior		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(736.777)	5.074.139	115.977.262	33.348.412	50.017.763	12.604.939	-	217.022.515	
Cobertura de flujos de caja	(736.777)	5.074.139	115.977.262	33.348.412	50.017.763	12.604.939	-	217.022.515	
Cobertura de tipo de cambio:	(201.790.313)	303.028.451	191.182.323	1.716.585	216.613.528	-	-	712.540.887	
Cobertura de flujos de caja	(198.680.579)	301.533.314	189.580.284	-	216.613.528	-	-	707.727.126	
Cobertura de valor razonable	(3.109.734)	1.495.137	1.602.039	1.716.585	-	-	-	4.813.761	
Derivados no designados contablemente de cobertura	4.164.814	216.915.433	-	-	-	-	-	216.915.433	
TOTAL	(198.362.276)	525.018.023	307.159.585	35.064.997	266.631.291	12.604.939	-	1.146.478.835	

Derivados financieros	31 de diciembre 2012								
	Valor razonable	Valor nominal						Posterior	Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posterior		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286	
Cobertura de flujos de caja	(2.583.955)	6.587.265	117.831.384	33.525.893	43.789.494	20.679.250	-	222.413.286	
Cobertura de tipo de cambio:	(203.198.628)	10.905.551	490.286.790	1.785.653	216.342.351	-	-	719.320.345	
Cobertura de flujos de caja	(200.073.163)	9.407.392	488.681.512	65.598	216.342.351	-	-	714.496.853	
Cobertura de valor razonable	(3.125.465)	1.498.159	1.605.278	1.720.055	-	-	-	4.823.492	
Derivados no designados contablemente de cobertura	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL	(205.782.583)	17.492.816	608.118.174	35.311.546	260.131.845	20.679.250	-	941.733.631	

Derivados financieros	01 de enero 2012								
	Valor razonable	Valor nominal						Posterior	Total
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posterior		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Cobertura de tipo de interés:	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863	
Cobertura de flujos de caja	(4.376.384)	10.780.523	7.125.818	125.247.877	6.893.698	5.292.723	8.368.224	163.708.863	
Cobertura de tipo de cambio:	(201.811.561)	29.287.450	10.912.595	499.430.704	2.091.618	211.163.933	-	752.886.300	
Cobertura de flujos de caja	(194.654.396)	23.473.223	9.147.062	497.538.936	64.588	211.163.933	-	741.387.742	
Cobertura de valor razonable	(7.157.165)	5.814.227	1.765.533	1.891.768	2.027.030	-	-	11.498.558	
Derivados no designados contablemente de cobertura	(759.601)	17.569.294	-	-	-	-	-	17.569.294	
TOTAL	(206.947.546)	57.637.267	18.038.413	624.678.581	8.985.316	216.456.656	8.368.224	934.164.457	

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

20.3 Jerarquías del valor razonable.

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-03-2013 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	37.803.110	-	37.803.110	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.187.420	-	4.187.420	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	150.038.459	150.038.459	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	398.065.124	33.984	398.031.140	-
Total	590.094.113	150.072.443	440.021.670	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	237.220.466	-	237.220.466	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	3.109.734	-	3.109.734	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	1.686.413	-	1.686.413	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	22.606	-	22.606	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	3.726.248	-	3.726.248	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	8.270.826	-	8.270.826	-
Otros pasivos financieros corto plazo	2.022.260	-	-	2.022.260
Total	256.058.553	-	254.036.293	2.022.260

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-12-2012 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	32.436.342	-	32.436.342	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	784.741	-	784.741	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	194.196.327	194.196.327	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	375.258.902	31.468	375.227.434	-
Total	602.676.312	194.227.795	408.448.517	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	235.093.460	-	235.093.460	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	3.125.465	-	3.125.465	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	32.200	-	32.200	-
Préstamos que devengan interés cargo plazo	3.755.999	-	3.755.999	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	8.336.860	-	8.336.860	-
Otros pasivos financieros corto plazo	2.022.260	-	-	2.022.260
Total	252.366.244	-	250.343.984	2.022.260

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	01-01-2012 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	12.926.433	-	12.926.433	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	47.504	-	47.504	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	86.852	86.852	-	-
Total	13.060.789	86.852	12.973.937	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	211.957.213	-	211.957.213	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	7.157.165	-	7.157.165	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	807.105	-	807.105	-
Préstamos que devengan interés cargo plazo	11.601.335	-	11.601.335	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	13.215.469	-	13.215.469	-
Otros pasivos financieros corto plazo	3.929.271	-	-	3.929.271
Total	248.667.558	-	244.738.287	3.929.271

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

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 1 de enero de 2012	3.929.271
Utilidad imputada en resultado financiero	(1.907.011)
Saldo al 31 de diciembre de 2012	2.022.260
Utilidad imputada en resultado financiero	-
Saldo al 31 de marzo de 2013	2.022.260

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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes			No corrientes		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Acreedores comerciales	443.232.628	403.045.758	383.776.345	-	-	-
Otras cuentas por pagar	881.243.693	791.805.992	829.611.968	16.800.395	14.257.438	14.304.607
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.324.476.321	1.194.851.750	1.213.388.313	16.800.395	14.257.438	14.304.607

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes			No corrientes		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$	Uno a cinco años		
				31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Proveedores por compra de energía	405.851.761	362.234.278	349.896.152	-	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	37.380.867	40.811.480	33.880.193	-	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	444.587.116	531.033.373	517.210.243	7.915	24.806	243.790
Dividendos por pagar a terceros	253.656.701	117.317.629	161.073.860	-	-	-
Multas y reclamaciones (*)	81.355.521	78.970.305	74.994.982	-	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	24.553.390	24.036.804	17.971.576	9.974.357	7.544.852	3.894.943
Cuentas por pagar instituciones fiscales	3.617.372	5.416.568	17.684.946	4.169.682	4.151.439	7.580.699
Contrato Mitsubishi (LTSA)	13.802.389	16.988.406	11.514.861	-	-	-
Obligaciones programas sociales	3.927.572	3.663.538	14.987.123	-	-	-
Otras cuentas por pagar	55.743.632	14.379.369	14.174.377	2.648.441	2.536.341	2.585.175
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.324.476.321	1.194.851.750	1.213.388.313	16.800.395	14.257.438	14.304.607

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

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

22. PROVISIONES.

- a) El desglose de este rubro al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes			No corrientes		
	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión de reclamaciones legales	35.084.645	31.476.623	49.741.677	166.315.602	155.901.482	186.626.567
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	-	21.019.020	20.475.846	13.472.195
Provisión proveedores y servicios	9.752.410	11.635.899	9.689.600	-	-	-
Provisiones por beneficios a trabajadores	18.260.121	27.311.156	31.162.406	100.707	100.707	65.221
Otras provisiones	15.914.133	19.307.024	8.595.703	-	97.000	1.851.856
Total	79.011.309	89.730.702	99.189.386	187.435.329	176.575.035	202.015.839

- b) El movimiento de las provisiones al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 enero de 2012 es el siguiente:

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	187.378.105	20.475.846	58.451.786	266.305.737
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	7.529.058	3.657	(1.414.339)	6.118.376
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios bajo control común	9.403.960	357.755	-	9.761.715
Provisión Utilizada	(5.043.623)	-	(10.980.643)	(16.024.266)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	3.934.373	302.552	5.715.569	9.952.494
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(52.492)	(120.790)	(2.009.816)	(2.183.098)
Otro Incremento (Decremento)	(1.749.134)	-	(5.735.186)	(7.484.320)
Total Movimientos en Provisiones	14.022.142	543.174	(14.424.415)	140.901
Saldo al 31 de marzo de 2013	201.400.247	21.019.020	44.027.371	266.446.638

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	236.368.244	13.472.195	51.364.786	301.205.225
Provisiones Adicionales	-	6.350.280	-	6.350.280
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(10.979.847)	2.890	1.732.867	(9.244.090)
Provisión Utilizada	(35.949.989)	(112.792)	(18.253.231)	(54.316.012)
Reversión de Provisión No Utilizada	-	-	-	-
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	26.299.019	513.394	20.531.128	47.343.541
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(28.541.694)	206.748	(7.091.382)	(35.426.328)
Otro Incremento (Decremento)	182.372	43.131	10.167.618	10.393.121
Total Movimientos en Provisiones	(48.990.139)	7.003.651	7.087.000	(34.899.488)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2012	187.378.105	20.475.846	58.451.786	266.305.737

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales:

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

a) Beneficios de prestación definida:

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

b) 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).

Premios por antigüedad Perú: Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

Por cumplir 5, 10 y 15 años	–	1	remuneración básica mensual
Por cumplir 20 años	–	1 ½	remuneración básica mensual
Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años	–	2 ½	remuneración básica mensual

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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al		
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	251.714.937	256.161.368	269.353.075
Total Pasivo	251.714.937	256.161.368	269.353.075
Total Obligaciones Post Empleo, neto	251.714.937	256.161.368	269.353.075

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al		
	31-03-2013	31-12-2012	01-01-2012
	M\$	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	638.898.302	628.823.491	592.212.012
(-) Plan de activos (*)	(408.543.794)	(393.880.165)	(366.137.888)
Total	230.354.508	234.943.326	226.074.124
Importe no reconocido debido al límite de Activos de Planes de Beneficios definidos	21.360.429	21.218.042	43.278.951
Total Obligaciones Post Empleo, neto	251.714.937	256.161.368	269.353.075

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

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 31 de marzo de 2013 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2011 M\$	31-12-2010 M\$	31-12-2009 M\$
Pasivo Actuarial	638.898.302	628.823.491	592.212.012	548.004.356	503.721.949
Activos Afectos	(408.543.794)	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)	(362.690.337)
Diferencia	230.354.508	234.943.326	226.074.124	170.764.497	141.031.612
Limitación del Superávit por Aplicación de CINIIF 14 y Párrafo 58 (b) de la NIC 19.	21.360.429	21.218.042	43.278.951	42.952.266	39.960.319
Transferencia a grupos mantenidos para la venta	-	-	-	(2.786.493)	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	251.714.937	256.161.368	269.353.075	210.930.270	180.991.931

- b) El saldo y movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	592.212.012
Costo del servicio corriente	3.009.175
Costo por intereses	53.812.955
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.133.093
(Ganancias) pérdidas actuariales	84.177.646
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(60.369.258)
Contribuciones pagadas	(46.161.462)
Costo de servicio pasado	656.779
Otros	352.551
Saldo al 31 de diciembre de 2012	628.823.491
Costo del servicio corriente	782.592
Costo por intereses	14.063.244
(Ganancias) pérdidas actuariales	70.882
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(700.342)
Contribuciones pagadas	(4.243.888)
Otros	102.323
Saldo al 31 de marzo de 2013	638.898.302

Al 31 de marzo de 2013, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 6,28% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (6,38% a 31 de diciembre de 2012), en un 80,71% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (79,54% a 31 de diciembre de 2012), en un 11,65% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,61% a 31 de diciembre 2012), en un 1,02% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,12% a 31 de diciembre de 2012) y el 0,34% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,35% a 31 de diciembre de 2012).

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

Valor razonable del plan de activos	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2012	(366.137.888)
Ingresos por intereses	(34.379.133)
(Ganancia) pérdida actuarial	(85.384.376)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	73.137.727
Aportaciones del empleador	(1.133.093)
Aportaciones pagadas	(11.477.878)
Contribuciones pagadas	31.494.476
Saldo al 31 de diciembre de 2012	(393.880.165)
Ingresos por intereses	(9.767.494)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.573.522)
Aportaciones pagadas	(2.322.613)
Saldo al 31 de marzo de 2013	(408.543.794)

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

	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
Acciones	3	3	5
Inmuebles	12.911.794	12.825.725	10.152.936
Total	12.911.797	12.825.728	10.152.941

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

Categoría de los Activos del Plan	31-03-2013		31-12-2012		01-01-2012	
	M\$	%	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	54.919.612	13%	52.904.778	13%	55.291.894	16%
Activos de renta fija	306.926.753	75%	295.967.203	75%	275.643.406	75%
Inversiones inmobiliarias	30.740.223	8%	29.632.539	8%	20.653.101	6%
Otros	15.957.206	4%	15.375.645	4%	14.549.487	3%
Total	408.543.794	100%	393.880.165	100%	366.137.888	100%

El interés financiero proveniente de los activos afectos se ha determinado utilizando como referencia los rendimientos del mercado correspondiente a los bonos emitidos por el gobierno. La rentabilidad real promedio al cierre del ejercicio 2012 fue de 11,1%.

e) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de marzo de 2013 y 2012 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	782.592	387.981
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	14.063.244	14.562.067
Ingresos por intereses activos del plan	(9.767.494)	(9.549.933)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	5.078.342	5.400.115
Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos	70.882	(187.343)
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	5.149.224	5.212.772

Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	31-03-2013	31-12-2012	31-03-2013	31-12-2012	31-03-2013	31-12-2012	31-03-2013	31-12-2012	31-03-2013	31-12-2012
Tasas de descuento utilizadas	6,00%	6,00%	9,98%	9,98%	8,00%	8,00%	5,50%	5,50%	5,50%	5,50%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	3,00%	7,61%	7,61%	3,5% - 4,0% - 4,5%	3,5% - 4,0% - 4,5%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2004	RV -2004	AT 2000	AT 2000	RV 08	RV 08	RV 2004	RV 2004	RV 2004	RV 2004

- **Sensibilización:**

Al 31 de marzo de 2013, 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\$58.571.421 (M\$59.036.348 y M\$53.990.483 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$71.176.041 (M\$70.761.453 y M\$ 64.370.187 al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012) 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 31 de marzo de 2013 han ascendido a M\$542.634 (M\$509.574 al 31 de marzo de 2012).

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos 12 meses asciende a M\$18.141.996.

24. PATRIMONIO.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis celebrada el 20 de diciembre de 2012, se aprobó aumentar el capital en M\$ 2.844.397.890, dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

- a) Con un aporte no dinerario de Endesa, S.A. por un monto total de M\$ 1.724.400.000 que corresponde a 9.967.630.058 acciones de Enersis, a un precio de \$ 173 por acción.

El detalles de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., agrupadas en Consosur Participaciones SLU, actual filial de Enersis en un 100%, es el siguiente:

- i) Aporte en sociedades que Enersis controlaba antes de la operación:

Sociedad	Porcentaje aportado
Empresa Distribuidora Sur S.A.	6,23%
Endesa Brasil S.A.	28,48%
Ampla Energía y Servicios S.A.	7,7%
Ampla Inversiones y Servicios S.A.	7,7%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	4,38%
Emgesa S.A. E.S.P.	21,60%
Codensa S.A. E.S.P.	26,66%
Inversiones Distrilima S.A.	34,83%

- ii) Aporte en sociedades que Enersis no controlaba, o sobre las que no tenía participación antes de la operación:

Sociedad	Porcentaje aportado (directa e indirectamente)
Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.	100%
Endesa Cemsá S.A.	55%
Generalima S.A.C.	100%
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	96,50%
Inversora Dock Sud S.A.	57,14%
Central Dock Sud S.A.	39,99%
Yacylec S.A.	22,22%

- b) Con aporte en efectivo de participaciones no controladoras a un precio de \$173 pesos chilenos por cada acción de pago.

Durante el período de opción preferente de suscripción de acciones, desde el 25 de febrero al 26 de marzo de 2013, se suscribieron y pagaron un total de 16.284.562.981 acciones, equivalente a un 99,04% del total de acciones autorizadas, quedando un total de 157.043.316 acciones no suscritas. De las acciones suscritas y pagadas 9.967.630.058 acciones correspondieron a Endesa, S.A. y 6.316.932.923 acciones a participaciones no controladoras, dentro de los cuales 1.675.441.700 se suscribieron en Estados Unidos (33.508.834 ADR).

Con fecha 28 de marzo, se procedió al remate del remanente de 157.043.316 acciones por colocar, que fueron adjudicadas a un precio de \$182,3 pesos. El monto total recaudado en el remate fue de M\$ 28.628.996, que incluye un sobreprecio de colocación de acciones de M \$1.460.503.

Con lo anterior, el capital Enersis asciende a M\$ 5.669.280.725 al 31 de marzo de 2013 y está representado en 49.092.772.762 de acciones. Al 31 de diciembre 2012 y 1 de enero de 2012, el capital de Enersis ascendía M\$ 2.824.882.835 y estaba representado por 32.651.166.465 acciones.

Al 31 de marzo de 2013, todas las acciones emitidas por Enersis están suscritas y pagadas y 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). Una situación similar ocurría al 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012.

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.

El sobreprecio en colocación de acciones generado durante el proceso de aumento de capital recientemente concretado, que ascendió a M\$ 1.460.503 según se señala más arriba, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (ver nota 24.5.c).

24.1.2 Dividendos

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.

Con fecha 29 de noviembre de 2012 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 25 de enero de 2013 un dividendo provisorio N°86 de \$1,21538 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% del las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2012, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos años, 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
86	Provisorio	25-01-2013	1,21538	2012

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 31 de marzo de 2013 y 2012 es el siguiente:

Diferencias de conversión acumuladas	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(65.293.577)	(72.342.518)
Ampla Energía E Serviços S.A.	54.681.718	116.646.480
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	3.454.397	1.965.065
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	14.089.991	22.280.583
Edelnor	1.783.304	1.815.320
Investluz S.A.	(5.945.979)	1.067.301
Endesa Brasil S.A.	(99.429.582)	(18.583.791)
Central Costanera S.A.	(1.174.339)	(5.486.544)
Gas Atacama S.A.	(1.512.908)	382.753
Emgesa S.A. E.S.P.	45.840.517	53.837.306
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(21.190.286)	(13.572.153)
Generandes Perú S.A.	18.685.654	17.730.258
Otros	(3.202.323)	(1.233.803)
TOTAL	(59.213.413)	104.506.257

24.3 Gestión del capital.

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

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de marzo de 2013 de sus filiales Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 941.019.988, M\$ 477.348.418, M\$ 54.948.269, M\$ 120.650.137 y M\$ 19.687.371, respectivamente.

24.5 Otras Reservas.

Al 31 de marzo de 2013 y 2012, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2013 M\$	Movimiento 2013 M\$	Saldo al 31 de marzo de 2013 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(40.720.059)	(18.493.354)	(59.213.413)
Coberturas de flujo de caja	27.594.028	5.627.936	33.221.964
Activos financieros disponibles para la venta	13.647	1.865	15.512
Otras reservas varias	(1.498.010.369)	(868.659.927)	(2.366.670.296)
TOTAL	(1.511.122.753)	(881.523.480)	(2.392.646.233)

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 31 de marzo de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(72.116.411)	104.506.257
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	26.197.092	25.886.827
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	1.093	14.929
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	28	(1.497.208.968)
TOTAL	(1.320.882.757)	(45.918.198)	(1.366.800.955)

- a) **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.).
- b) **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).
- c) **Otras reservas varias.**

El movimiento del periodo 2013 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes del proceso de aumento de capital de Enersis, que como se describe en nota 32.1.1., ha finalizado recientemente.

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 947.982.284, que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., sobre compañías que Enersis controlaba antes de la operación. Lo anterior, como consecuencia de aplicar el criterio contable descrito en la nota 2.6.5.
- 2) Abono de M\$ 92.011.899, que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., sobre compañías que Enersis no controlaba antes de la operación, o sobre las cuales no poseía participación. Lo anterior, como consecuencia de aplicar el criterio contable descrito en la nota 2.6.6.
- 3) Cargo de M\$ 13.099.663, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

Descripción del Gasto	Monto Bruto M\$	Efecto Fiscal M\$	Monto Neto M\$
Asesoría legales	702.865	(140.573)	562.292
Asesorías financieras y fees de colocación	16.107.374	(3.221.475)	12.885.899
Auditorías	1.067.737	(213.547)	854.190
Otros gastos	322.231	(64.446)	257.785
Subtotal	18.200.207	(3.640.041)	14.560.166
Menos:			
Sobre precio en colocación de acciones	1.460.503	-	1.460.503
Total	16.739.704	(3.640.041)	13.099.663

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de marzo de 2013 y 2012, se explican como sigue:

- 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.

El detalle de las principales participaciones no controladoras es el siguiente:

Compañías	Participaciones no controladoras económico				
	31-03-2013 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Ampla Energia E Serviços S.A.	8,72%	48.070.949	153.046.559	9.961.286	5.856.610
Compañía Energética Do Ceará S.A.	49,51%	210.832.574	267.523.158	6.228.826	21.774.349
Compañía de Interconexión Energética S.A.	17,21%	22.918.853	57.502.251	3.908.417	2.572.359
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	17,54%	35.563.152	84.377.883	8.189.287	9.708.370
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	17,21%	26.208.623	65.178.903	3.981.046	4.987.955
Investluz S.A.	14,12%	14.181.773	39.767.817	42.854	(58.427)
Endesa Brasil S.A.	17,21%	49.781.624	130.339.145	1.025.367	579.146
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,61%	246.825.559	475.192.241	24.569.841	28.470.525
Emgesa S.A. E.S.P.	62,28%	448.040.523	765.011.918	43.544.063	41.578.860
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,46%	47.796.310	85.831.223	4.101.987	5.190.321
Edegel S.A.A	62,54%	234.210.913	242.251.459	9.527.028	2.839.073
Chinango S.A.C.	70,03%	43.405.864	45.123.137	1.861.140	2.251.335
Empresa Distribuidora Sur S.A.	28,39%	(28.731.654)	(24.151.103)	(12.439.224)	(4.942.866)
Endesa Costanera S.A.	58,15%	(39.786.107)	(36.065.405)	(5.735.777)	(7.035.755)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	60,79%	50.736.128	52.313.882	1.244.498	1.538.920
Chilectra S.A.	0,91%	6.355.988	6.083.234	267.683	312.368
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	415.011.353	401.953.487	(4.036.326)	(6.834.337)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	44,43%	84.330.329	74.660.915	9.669.414	10.857.966
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	40,02%	30.499.559	30.548.711	352.718	(333.643)
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	-	-	-	-	4.497.188
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	38,26%	51.542.157	54.708.400	3.507.930	4.664.592
Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	40,02%	39.357.469	38.503.148	1.388.150	1.256.249
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	40,02%	27.245.145	26.771.283	(71.086)	(249.098)
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	24.308.316	24.153.240	155.077	260.223
Otras		3.166.571	3.782.988	(52.240)	509.464
TOTAL		2.091.871.971	3.064.408.474	111.191.959	130.251.747

(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.

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 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Ventas de energía (1)	1.293.946.219	1.454.001.115
Otras ventas	7.544.909	4.491.738
Ventas equipos de medida	781.141	622.695
Ventas de materiales electrónicos	3.273.810	3.616.277
Ventas de productos y servicios	3.489.958	252.766
Otras prestaciones de servicios	98.444.852	114.174.958
Peajes y transmisión	71.585.127	82.787.495
Arriendo equipos de medida	1.154.853	1.677.397
Alumbrado público	7.465.409	8.295.505
Verificaciones y enganches	2.840.132	4.793.939
Servicios de ingeniería y consultoría	3.814.948	1.749.464
Otras prestaciones	11.584.383	14.871.158
Total Ingresos de actividades ordinarias	1.399.935.980	1.572.667.811

Otros ingresos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	32.558.385	31.831.255
Apoyos mutuos	12.372.340	7.169.285
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	1.189.884	1.579.799
Ventas de nuevos negocios	2.675.988	1.378.180
Otros Ingresos	7.936.504	10.186.629
Total Otros ingresos por naturaleza	56.733.101	52.145.148

(1) Incluye M\$ 29.217.154 derivados de los acuerdos de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y CMPC.

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Compras de energía	(444.043.117)	(480.306.549)
Consumo de combustible	(145.816.294)	(162.496.459)
Gastos de transporte	(94.064.283)	(120.255.715)
Costos por contratos de construcción	(32.558.385)	(31.831.255)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(84.106.596)	(124.000.456)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(800.588.675)	(918.890.434)

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de marzo de 2013 y 2012, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(80.461.485)	(72.265.639)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.325.226)	(897.555)
Seguridad social y otras cargas sociales	(30.007.725)	(26.815.399)
Otros gastos de personal	(1.272.440)	(912.937)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(113.066.876)	(100.891.530)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Depreciaciones	(83.254.984)	(83.510.045)
Amortizaciones	(18.720.738)	(27.254.222)
Subtotal	(101.975.722)	(110.764.267)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(6.550.262)	(7.640.277)
Total	(108.525.984)	(118.404.544)

(*) Pérdidas por deterioro	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7c)	(6.550.262)	(7.640.277)
Total	(6.550.262)	(7.640.277)

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(12.026.842)	(13.403.688)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(55.967.031)	(50.107.357)
Reparaciones y conservación	(26.146.991)	(22.865.095)
Indemnizaciones y multas	(4.878.979)	(5.290.293)
Tributos y tasas	(3.680.064)	(10.775.717)
Primas de seguros	(5.354.582)	(5.742.638)
Arrendamientos y cánones	(4.694.526)	(5.901.955)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.064.747)	(1.180.778)
Otros aprovisionamientos	(6.714.672)	(6.726.386)
Gastos de viajes	(1.308.219)	(1.430.131)
Gastos de medioambiente	(679.810)	(442.024)
Total Otros gastos por naturaleza	(122.516.463)	(123.866.062)

30. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Venta de líneas de transmisión Charrua	2.532.438	-
Ventas de terrenos	-	160.870
Otros	448.345	504.669
Total Otras ganancias (pérdidas)	2.980.783	665.539

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de marzo de 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Ingresos de efectivo y otros medios equivalentes	13.697.357	18.020.324
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil)	9.767.494	9.549.933
Otros ingresos financieros	28.943.957	16.272.530
Total Ingresos Financieros	52.408.808	43.842.787

Costos financieros	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Costos Financieros	(109.733.038)	(117.344.927)
Préstamos bancarios	(7.367.588)	(12.929.351)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(50.027.793)	(51.537.444)
Valoración derivados financieros	(4.318.396)	(3.755.329)
Provisiones financieras	(9.952.494)	(15.701.303)
Obligación por beneficios post empleo	(14.063.244)	(14.562.068)
Gastos financieros activados	5.582.645	7.126.592
Otros costos financieros	(29.586.168)	(25.986.024)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(1.085.274)	(6.842.528)
Diferencias de cambio (**)	917.618	(4.231.679)
Total Costos Financieros	(109.900.694)	(128.419.134)
Total Resultado Financiero	(57.491.886)	(84.576.347)

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	
	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Otros activos financieros	87.975	2.434.023
Otros activos no financieros	120	72.665
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	13.435	6.762
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(191.073)	159.859
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(1.093.273)	(10.162.539)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	28.885	223.505
Otras provisiones	3.557	(154.956)
Otros pasivos no financieros	65.100	578.153
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(1.085.274)	(6.842.528)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	193.289	(1.141.420)
Otros activos financieros	5.679.404	2.224.235
Otros activos no financieros	(57.922)	(277.653)
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	838.615	(972.439)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	16.979	(157.745)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(4.409.235)	(5.255.409)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(682.616)	(545.012)
Otros pasivos no financieros	(660.896)	1.893.764
Total Diferencias de Cambio	917.618	(4.231.679)

32. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los periodos 2013 y 2012:

(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	Saldo al	
	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Gasto por Impuestos Corrientes	(91.656.549)	(96.543.426)
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.)	4.868.775	4.462.708
Ajustes al Impuesto Corriente del Periodo Anterior	(4.280.790)	-
Otro Gasto por Impuesto Corriente	(31.209)	(2.336.462)
Total Gasto por Impuestos Corrientes, Neto	(91.099.773)	(94.417.180)
Ingreso Diferido (gasto) por Impuestos Relativos a la Creación y Reversión de Diferencias Temporarias	12.534.016	31.136.882
Gasto Diferido (ingreso) por Impuestos Relativo a Cambios de la Tasa Impositiva o Nuevas Tasas (*)	(43.475)	(30.256)
Otro Gasto por Impuesto Diferido	(3.640.041)	-
Total Gasto por Impuestos Diferidos, Neto	8.850.500	31.106.626
Efecto del Cambio en la Situación Fiscal de la Entidad o de sus Accionistas	-	-
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(82.249.273)	(63.310.554)

Conciliación del Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Legal con el Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal (20%)	(55.520.145)	(54.431.366)
Efecto impositivo de tasas en otras jurisdicciones	(29.820.632)	(36.487.013)
Efecto impositivo de ingresos ordinarios no imponibles	23.388.038	21.327.730
Efecto impositivo de gastos no deducibles impositivamente	(23.153.417)	(18.699.030)
Efecto impositivo de cambio en las tasas impositivas (*)	(43.475)	(30.256)
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	(4.280.790)	-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	7.181.148	25.009.381
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	(26.729.128)	(8.879.188)
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(82.249.273)	(63.310.554)

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

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

Posteriormente, 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.

b) El 26 de diciembre de 2012 se ha aprobado en Colombia la Ley 1607/12 sobre la Reforma Tributaria, por la que establece una reducción en la tasa del impuesto a la renta, fijándola en 25% (salvo para las sociedades extranjeras cuya tasa sigue siendo 33%) y se crea un nuevo impuesto con tarifa de 8% (9% para los años 2013 a 2015) cuya base gravable es la misma que se utiliza para el cálculo del impuesto a la renta, pero sin la inclusión de beneficios fiscales o deducciones especiales.

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, al 31 de marzo de 2012 y 31 de diciembre de 2012.

33.2 Generación ,distribución y otros.

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	953.243.923	959.618.767	975.618.445	961.835.357	1.427.834.278	368.734.806	3.356.696.646	2.290.188.930
Efectivo y equivalentes al efectivo	295.699.707	310.058.657	121.881.355	226.918.092	1.026.154.828	278.855.312	1.443.735.890	815.832.061
Otros activos financieros corrientes	62.960.237	58.019.211	50.974.451	47.888.142	418.819.959	88.593.445	532.754.647	194.500.798
Otros activos no financieros, corriente	48.919.278	29.818.737	76.161.578	71.242.062	2.056.658	2.315.912	127.137.514	103.376.711
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	212.503.099	251.736.921	659.426.133	580.986.390	34.968.779	14.067.800	906.898.011	846.791.111
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	94.720.825	94.261.112	30.047.511	4.182.943	(89.701.615)	(50.873.773)	35.066.721	47.570.282
Inventarios	54.421.860	59.387.769	13.838.978	12.859.884	4.593.512	4.315.432	72.854.350	76.563.085
Activos por impuestos corrientes	184.018.917	156.336.360	23.288.439	17.757.844	30.942.157	31.460.678	238.249.513	205.554.882
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-		-		-		-
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.240.811.047	6.155.372.351	4.603.366.284	4.610.641.392	158.905.185	190.289.629	11.003.082.516	10.956.303.372
Otros activos financieros no corrientes	37.350.648	33.304.991	402.100.053	378.529.773	30.231.689	27.183.342	469.682.390	439.018.106
Otros activos no financieros no corrientes	27.699.811	26.350.199	58.067.371	61.314.310	202.181	123.850	85.969.363	87.788.359
Derechos por cobrar no corrientes	176.513.394	150.483.725	50.862.183	51.731.291	748.968	685.326	228.124.545	202.900.342
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	99.709	99.044	386.185	(99.044)	485.894	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	794.896.109	764.206.038	549.450.707	544.289.536	(1.129.505.842)	(1.093.978.229)	214.840.974	214.517.345
Activos intangibles distintos de la plusvalía	47.755.440	49.048.386	1.156.629.854	1.138.047.176	16.933.862	14.906.949	1.221.319.156	1.202.002.511
Plusvalía	98.689.825	101.747.086	102.916.222	102.245.125	1.187.773.366	1.187.681.741	1.389.379.413	1.391.673.952
Propiedades, planta y equipo	4.905.594.687	4.890.566.721	2.116.460.318	2.167.955.233	(8.470.465)	(8.598.383)	7.013.584.540	7.049.923.571
Propiedad de inversión	-	-	-	-	47.751.845	46.922.970	47.751.845	46.922.970
Activos por impuestos diferidos	152.311.133	139.665.205	166.779.867	166.429.904	12.853.396	15.461.107	331.944.396	321.556.216
TOTAL ACTIVOS	7.194.054.970	7.114.991.118	5.578.984.729	5.572.476.749	1.586.739.463	559.024.435	14.359.779.162	13.246.492.302

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PASIVOS CORRIENTES	1.362.114.122	1.210.341.341	1.473.113.917	1.336.687.289	(32.383.947)	(200.297.905)	2.802.844.092	2.346.730.725
Otros pasivos financieros corrientes	447.823.948	410.237.181	264.249.339	232.971.384	317.637.173	15.214.737	1.029.710.460	658.423.302
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	401.116.916	360.122.250	849.190.368	771.682.773	74.169.037	63.046.727	1.324.476.321	1.194.851.750
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	376.308.635	303.548.537	182.883.902	140.077.447	(435.908.773)	(293.366.477)	123.283.764	150.259.507
Otras provisiones corrientes	34.635.889	38.320.326	39.610.954	44.316.361	4.764.466	7.094.015	79.011.309	89.730.702
Pasivos por impuestos corrientes	91.879.391	89.759.550	79.371.732	74.218.109	4.548.704	5.567.879	175.799.827	169.545.538
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	10.349.343	8.353.497	57.807.622	73.421.215	2.405.446	2.145.214	70.562.411	83.919.926
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-		-		-		-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.987.759.431	2.018.046.883	1.373.751.718	1.418.333.328	187.908.993	505.174.320	3.549.420.142	3.941.554.531
Otros pasivos financieros no corrientes	1.510.224.630	1.545.210.455	749.254.783	824.212.315	258.176.718	558.697.099	2.517.656.131	2.928.119.869
Otras cuentas por pagar no corrientes	161.326	175.898	16.639.069	14.081.540	-	-	16.800.395	14.257.438
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	3.069.176	7.114.225	-	-	(3.069.176)	(7.114.225)	-	-
Otras provisiones no corrientes	31.547.177	26.347.451	149.570.313	143.882.430	6.317.839	6.345.154	187.435.329	176.575.035
Pasivo por impuestos diferidos	353.690.377	350.892.546	188.835.819	187.420.880	(46.913.481)	(37.185.729)	495.612.715	501.127.697
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	37.970.375	39.594.199	206.853.700	209.739.455	6.890.862	6.827.714	251.714.937	256.161.368
Otros pasivos no financieros no corrientes	51.096.370	48.712.109	62.598.034	38.996.708	(33.493.769)	(22.395.693)	80.200.635	65.313.124
PATRIMONIO NETO	3.844.181.417	3.886.602.894	2.732.119.094	2.817.456.132	1.431.214.417	254.148.020	8.007.514.928	6.958.207.046
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.844.181.417	3.886.602.894	2.732.119.094	2.817.456.132	1.431.214.417	254.148.020	5.915.642.957	3.893.798.572
Capital emitido	1.518.301.012	1.488.171.918	826.091.603	829.508.479	3.324.888.110	507.202.438	5.669.280.725	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.965.475.762	1.890.441.860	1.226.017.098	1.283.404.466	(711.244.042)	(752.567.485)	2.480.248.818	2.421.278.841
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	4.017.282	4.180.489	(51.266.191)	(51.429.398)	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	154.396.086	301.980.559	675.993.111	700.362.698	(1.131.163.460)	550.942.465	(2.392.646.234)	(1.511.122.752)
Participaciones no controladoras		-		-		-	2.091.871.971	3.064.408.474
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.194.054.970	7.114.991.118	5.578.984.729	5.572.476.749	1.586.739.463	559.024.435	14.359.779.162	13.246.492.302

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
INGRESOS	575.607.571	621.793.637	1.018.041.897	1.153.720.247	(136.980.387)	(150.700.925)	1.456.669.081	1.624.812.959
Ventas	569.710.702	621.258.276	967.207.798	1.102.119.008	(136.982.520)	(150.709.473)	1.399.935.980	1.572.667.811
Ventas de energía	541.400.651	586.133.839	884.062.724	1.011.848.605	(131.517.156)	(143.981.329)	1.293.946.219	1.454.001.115
Otras ventas	17.781	24.826	2.622.965	1.977.858	4.904.164	2.489.054	7.544.910	4.491.738
Otras prestaciones de servicios	28.292.270	35.099.611	80.522.109	88.292.545	(10.369.528)	(9.217.198)	98.444.851	114.174.958
Otros ingresos de explotación	5.896.869	535.361	50.834.099	51.601.239	2.133	8.548	56.733.101	52.145.148
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(285.883.499)	(338.910.552)	(654.946.349)	(735.894.320)	140.241.173	155.914.438	(800.588.675)	(918.890.434)
Compras de energía	(66.591.949)	(84.225.948)	(508.465.246)	(541.238.766)	131.014.078	145.158.165	(444.043.117)	(480.306.549)
Consumo de combustible	(145.815.554)	(162.492.597)	-	-	(740)	(3.862)	(145.816.294)	(162.496.459)
Gastos de transporte	(56.486.295)	(72.728.177)	(50.085.107)	(58.957.551)	12.507.119	11.430.012	(94.064.283)	(120.255.716)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(16.989.701)	(19.463.830)	(96.395.996)	(135.698.003)	(3.279.284)	(669.877)	(116.664.981)	(155.831.710)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	289.724.072	282.883.085	363.095.548	417.825.927	3.260.786	5.213.513	656.080.406	705.922.525
Trabajos para el Inmovilizado	3.499.567	2.597.620	10.044.724	6.553.424	-	-	13.544.291	9.151.044
Gastos de Personal	(33.173.207)	(28.946.813)	(70.918.134)	(64.278.660)	(8.975.535)	(7.666.057)	(113.066.876)	(100.891.530)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(23.914.162)	(30.397.103)	(100.700.042)	(95.266.265)	2.097.741	1.797.306	(122.516.463)	(123.866.062)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	236.136.270	226.136.789	201.522.096	264.834.426	(3.617.008)	(655.238)	434.041.358	490.315.977
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(53.822.845)	(51.197.184)	(53.946.797)	(66.428.629)	(756.342)	(778.731)	(108.525.984)	(118.404.544)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	182.313.425	174.939.605	147.575.299	198.405.797	(4.373.350)	(1.433.969)	325.515.374	371.911.433
RESULTADO FINANCIERO	(34.606.871)	(39.474.232)	(24.925.201)	(30.675.764)	2.040.186	(14.426.351)	(57.491.886)	(84.576.347)
Ingresos financieros	5.328.030	11.235.170	41.491.048	30.092.662	5.589.730	2.514.955	52.408.808	43.842.787
Gastos financieros	(38.799.204)	(47.576.595)	(67.321.735)	(62.123.185)	(3.612.099)	(7.645.147)	(109.733.038)	(117.344.927)
Resultados por Unidades de Reajuste	(493.057)	(1.884.028)	116.002	809.659	(708.219)	(5.768.159)	(1.085.274)	(6.842.528)
Diferencias de cambio	(642.640)	(1.248.779)	789.484	545.100	770.774	(3.528.000)	917.618	(4.231.679)
Positivas	8.956.842	14.093.046	1.159.284	1.405.043	5.903.229	13.976.466	16.019.355	29.474.555
Negativas	(9.599.482)	(15.341.825)	(369.800)	(859.943)	(5.132.455)	(17.504.466)	(15.101.737)	(33.706.234)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	5.936.425	5.373.344	660.030	849.631	-	-	6.596.455	6.222.975
Resultado de Otras Inversiones	151	651	-	137.786	-	-	151	138.437
Resultados en Ventas de Activos	2.512.268	-	(45.277)	(65.451)	513.641	592.553	2.980.632	527.102
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	156.155.398	140.839.368	123.264.851	168.651.999	(1.819.523)	(15.267.767)	277.600.726	294.223.600
Impuesto Sobre Sociedades	(37.501.480)	(25.488.152)	(45.663.070)	(46.631.986)	915.277	8.809.584	(82.249.273)	(63.310.554)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	118.653.918	115.351.216	77.601.781	122.020.013	(904.246)	(6.458.183)	195.351.453	230.913.046
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	118.653.918	115.351.216	77.601.781	122.020.013	(904.246)	(6.458.183)	195.351.453	230.913.046
RESULTADO DEL PERÍODO	118.653.918	115.351.216	77.601.781	122.020.013	(904.246)	(6.458.183)	195.351.453	230.913.046
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	84.159.494	100.661.300
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	111.191.959	130.251.746

33.3 Países.

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	1.891.470.455	778.287.483	181.020.462	140.651.609	848.975.340	742.319.957	422.555.371	517.570.258	181.697.091	154.280.243	(169.022.073)	(42.920.620)	3.356.696.646	2.290.188.930
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	941.622.111	216.478.829	22.594.000	20.619.433	218.594.457	195.713.589	199.221.304	319.911.445	61.704.018	63.108.765	-	-	1.443.735.890	815.832.061
Otros activos financieros corrientes	338.300.608	3.865	-	248.729	150.038.193	143.275.069	43.923.425	50.921.259	492.421	51.876	-	-	532.754.647	194.500.798
Otros Activos No Financieros, Corriente	19.841.913	8.550.848	3.197.745	1.207.678	80.761.511	72.727.847	14.208.508	13.981.224	9.274.605	6.909.114	(146.768)	-	127.137.514	103.376.711
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	238.794.239	302.579.178	101.764.389	70.793.684	350.924.200	291.578.428	132.200.658	114.086.956	81.871.317	66.634.074	1.343.208	1.118.791	906.898.011	846.791.111
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	146.976.346	45.714.756	29.818.402	33.308.107	12.215.183	11.804.423	16.275.303	747.741	-	34.666	(170.218.513)	(44.039.411)	35.066.721	47.570.282
Inventarios	25.470.101	35.822.896	6.260.411	6.392.567	784.264	659.321	15.280.030	16.405.994	25.059.544	17.282.307	-	-	72.854.350	76.563.085
Activos por impuestos corrientes	180.465.137	169.137.111	17.385.515	8.081.411	35.657.532	26.561.280	1.446.143	1.515.639	3.295.186	259.441	-	-	238.249.513	205.554.882
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	10.442.442.550	7.516.567.026	660.721.996	586.838.081	3.390.517.545	3.338.211.800	2.410.448.200	2.513.041.547	1.308.755.548	1.243.142.278	(7.209.803.323)	(4.241.497.360)	11.003.082.516	10.956.303.372
Otros activos financieros no corrientes	66.346.589	58.621.279	162.867	194.354	399.139.820	375.250.800	1.158.606	1.243.628	2.874.508	3.708.045	-	-	469.682.390	439.018.106
Otros activos no financieros no corrientes	410.543	380.918	2.704.441	1.833.586	81.212.206	83.997.877	1.633.273	1.710.515	-	-	8.900	(134.537)	85.969.363	87.788.359
Derechos por cobrar no corrientes	7.298.145	7.548.389	172.519.693	146.227.334	35.804.831	35.809.875	12.439.093	13.314.744	-	-	62.783	-	228.124.545	202.900.342
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	6.104.335	5.712.830	-	-	32.649.408	32.432.608	-	-	-	-	(38.267.849)	(38.145.438)	485.894	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	7.369.054.402	4.494.808.784	55.085.297	58.167.386	1.049.405.988	1.042.410.728	31.534.114	33.528.901	80.451.562	51.856.847	(8.370.690.389)	(5.466.255.301)	214.840.974	214.517.345
Activos intangibles distintos de la plusvalía	36.773.265	37.962.229	3.316.424	3.460.809	1.125.141.242	1.104.062.844	41.161.213	43.868.608	14.927.012	12.648.021	-	-	1.221.319.156	1.202.002.511
Plusvalía	2.298.608	2.298.608	1.800.593	1.902.217	100.675.743	100.004.647	4.959.780	5.194.342	8.761.805	8.703.399	1.270.882.884	1.273.570.739	1.389.379.413	1.391.673.952
Propiedades, planta y equipo	2.812.339.328	2.778.552.177	406.913.518	369.087.363	386.715.089	388.190.909	2.227.318.915	2.317.512.355	1.199.838.476	1.164.386.651	(19.540.786)	32.194.116	7.013.584.540	7.049.923.571
Propiedad de inversión	47.751.845	46.922.970	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.751.845	46.922.970
Activos por impuestos diferidos	94.065.490	83.758.842	18.219.163	5.965.032	179.773.218	176.051.512	90.243.206	96.668.454	1.902.185	1.839.315	(52.258.866)	(42.726.939)	331.944.396	321.556.216
TOTAL ACTIVOS	12.333.913.005	8.294.854.509	841.742.458	727.489.690	4.239.492.885	4.080.531.757	2.833.003.571	3.030.611.805	1.490.452.639	1.397.422.521	(7.378.825.396)	(4.284.417.980)	14.359.779.162	13.246.492.302

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	899.715.586	711.812.640	744.550.839	592.608.749	493.853.820	444.716.883	692.838.978	442.299.732	195.960.978	192.966.044	(224.076.109)	(37.673.323)	2.802.844.092	2.346.730.725
Otros pasivos financieros corrientes	523.998.009	233.128.692	194.569.757	156.782.528	123.340.660	111.001.976	132.760.108	96.374.184	55.041.926	61.135.922	-	-	1.029.710.460	658.423.302
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	245.743.491	310.579.924	392.471.733	335.942.011	290.563.411	246.490.233	297.318.516	206.401.334	90.713.289	85.340.558	7.665.881	10.097.690	1.324.476.321	1.194.851.750
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	66.151.365	94.690.434	77.271.883	32.357.914	32.841.789	31.861.534	162.955.178	38.029.441	15.805.539	1.091.197	(231.741.990)	(47.771.013)	123.283.764	150.259.507
Otras provisiones corrientes	27.219.049	39.752.810	34.310.989	30.095.780	1.570.062	1.559.596	7.975.007	9.808.093	7.936.202	8.514.423	-	-	79.011.309	89.730.702
Pasivos por impuestos corrientes	32.714.351	31.025.160	17.043.908	10.649.219	28.431.872	35.085.220	85.921.259	83.398.892	11.688.437	9.387.047	-	-	175.799.627	169.545.538
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	3.889.321	2.635.620	28.882.569	26.781.297	17.106.026	18.718.324	5.908.910	8.287.788	14.775.585	27.496.897	-	-	70.562.411	83.919.926
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.218.292.289	1.515.658.185	118.539.767	113.903.928	873.062.840	860.959.079	942.479.253	1.069.131.734	515.247.764	484.376.415	(118.201.771)	(102.474.810)	3.549.420.142	3.941.554.531
Otros pasivos financieros no corrientes	901.557.963	1.208.350.892	17.647.511	23.630.252	461.784.042	465.777.075	825.297.402	945.721.006	311.369.213	284.640.644	-	-	2.517.656.131	2.928.119.869
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	161.257	175.794	16.639.138	14.081.644	-	-	-	-	-	-	16.800.395	14.257.438
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	32.545.152	37.013.568	-	-	-	-	-	-	(32.545.152)	(37.013.568)	-	-
Otras provisiones no corrientes	25.878.953	25.283.772	11.948.312	7.830.745	143.203.727	137.536.697	3.165.748	2.989.679	3.238.589	2.934.142	-	-	187.435.329	176.575.035
Pasivo por impuestos diferidos	204.449.285	203.371.102	16.307.263	10.812.791	120.336.288	113.029.606	20.808.822	21.874.223	184.218.512	193.015.503	(50.507.455)	(40.975.528)	495.612.715	501.127.697
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	40.111.350	40.094.917	6.513.703	7.014.199	128.480.209	127.516.473	74.438.724	79.299.002	2.170.951	2.236.777	-	-	251.714.937	256.161.368
Otros pasivos no financieros no corrientes	46.294.738	38.557.502	33.416.569	27.426.579	2.619.436	3.017.584	18.768.557	19.247.824	14.250.499	1.549.349	(35.149.164)	(24.485.714)	80.200.635	65.313.124
PATRIMONIO NETO	10.215.905.130	6.067.383.684	(21.348.148)	20.977.013	2.872.576.225	2.774.855.795	1.197.685.340	1.519.180.339	779.243.897	720.080.062	(7.036.547.516)	(4.144.269.847)	8.007.514.928	6.958.207.046
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	10.215.905.130	6.067.383.684	(21.348.148)	20.977.013	2.872.576.225	2.774.855.795	1.197.685.340	1.519.180.339	779.243.897	720.080.062	(7.036.547.516)	(4.144.269.847)	5.915.642.957	3.893.798.572
Capital emitido	8.159.119.794	5.020.056.429	205.676.296	192.387.594	952.633.836	946.283.652	160.585.817	168.180.369	252.680.265	223.717.228	(4.061.415.283)	(3.725.742.437)	5.669.280.725	2.824.882.835
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.817.330.384	2.691.411.120	(227.853.800)	(177.577.796)	722.081.708	640.153.933	353.349.779	632.034.321	146.907.048	135.999.423	(1.331.566.301)	(1.500.742.160)	2.480.248.818	2.421.278.841
Primas de emisión	577.945.435	365.334.507	-	-	634.462.517	630.233.239	3.450.980	3.614.187	-	-	(1.057.099.284)	(840.422.285)	158.759.648	158.759.648
Otras reservas	(1.338.490.483)	(2.009.418.372)	829.356	6.167.215	563.398.164	558.184.971	680.298.764	715.351.462	379.656.584	360.363.411	(586.466.648)	1.922.637.035	(2.392.646.234)	(1.511.122.752)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.091.871.971	3.064.408.474
Total Patrimonio Neto y Pasivos	12.333.913.005	8.294.854.509	841.742.458	727.489.690	4.239.492.885	4.080.531.757	2.833.003.571	3.030.611.805	1.490.452.639	1.397.422.521	(7.378.825.396)	(4.284.417.980)	14.359.779.162	13.246.492.302

33.4 Generación y distribución por países.

a) Generación

Línea de Negocio	Generación													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS		31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	361.357.957	383.623.404	107.438.775	65.350.914	217.280.235	188.095.512	252.773.105	285.719.119	112.760.072	80.363.358	(98.366.221)	(43.533.540)	953.243.923	959.618.767
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	239.736	6.256.263	15.723.809	6.613.187	87.962.220	74.132.078	141.899.631	187.772.861	49.874.311	35.284.268	-	-	295.699.707	310.058.657
Otros activos financieros corrientes	3.074.740	-	-	-	43.220.162	32.899.426	16.172.914	25.067.909	492.421	51.876	-	-	62.960.237	58.019.211
Otros Activos No Financieros, Corriente	16.881.665	5.343.846	1.734.371	224.900	15.025.619	12.492.705	8.598.091	7.515.740	6.679.402	4.241.546	130	-	48.919.278	29.818.737
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	60.520.717	142.361.331	45.275.732	19.901.491	32.530.018	34.854.848	48.199.436	35.378.529	24.854.571	18.439.139	1.122.625	801.583	212.503.099	251.736.921
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	103.415.483	52.329.038	29.156.830	32.524.660	29.560.119	29.309.511	24.784.262	15.211.112	7.293.107	9.221.914	(99.488.976)	(44.335.123)	94.720.825	94.261.112
Inventarios	19.015.593	30.054.549	3.074.035	3.158.460	25.461	25.149	11.672.628	13.257.329	20.634.143	12.892.282	-	-	54.421.860	59.387.769
Activos por impuestos corrientes	158.210.023	147.278.377	12.473.998	2.928.216	8.956.636	4.381.795	1.446.143	1.515.639	2.932.117	232.333	-	-	184.018.917	156.336.360
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.964.347.641	3.811.581.713	360.681.291	282.190.205	481.126.349	484.097.928	1.512.081.234	1.563.308.503	831.972.973	786.613.843	(909.398.441)	(772.419.841)	6.240.811.047	6.155.372.351
Otros activos financieros no corrientes	36.111.212	31.436.192	87.624	108.154	1	1	1.151.811	1.236.511	-	524.133	-	-	37.350.648	33.304.991
Otros activos no financieros no corrientes	41.505	41.505	2.154.733	1.252.853	24.895.165	24.553.260	607.066	635.776	-	-	1.342	(133.195)	27.699.811	26.350.199
Derechos por cobrar no corrientes	-	-	170.917.352	144.560.890	2.927.653	2.908.137	2.668.389	3.014.698	-	-	-	-	176.513.394	150.483.725
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	5.618.441	5.712.830	-	-	29.570.401	29.806.493	-	-	-	-	(35.188.842)	(35.519.323)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.689.047.385	1.576.108.743	2.622.587	2.743.725	9.133.766	9.072.881	-	-	54.531.000	51.856.848	(960.438.629)	(875.576.159)	794.896.109	764.206.038
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12.789.785	12.617.056	116.094	126.534	2.589.574	2.647.693	22.851.039	23.938.624	9.408.948	9.718.479	-	-	47.755.440	49.048.386
Plusvalía	-	-	1.800.593	1.902.217	-	-	4.959.779	5.194.342	8.761.805	8.703.399	83.167.648	85.947.128	98.689.825	101.747.086
Propiedades, planta y equipo	2.190.136.304	2.160.196.037	164.763.144	125.530.800	364.561.443	368.075.606	1.423.953.309	1.469.930.901	757.369.035	713.971.669	4.811.452	52.861.708	4.905.594.687	4.890.566.721
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	30.603.009	25.469.350	18.219.164	5.965.032	47.448.346	47.033.857	55.889.841	59.357.651	1.902.185	1.839.315	(1.751.412)	-	152.311.133	139.665.205
TOTAL ACTIVOS	4.325.705.598	4.195.205.117	468.120.066	347.541.119	698.406.584	672.193.440	1.764.854.339	1.849.027.622	944.733.045	866.977.201	(1.007.764.662)	(815.953.381)	7.194.054.970	7.114.991.118

Línea de Negocio	Generación														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	527.132.582	601.717.355	339.409.191	216.250.046	158.995.390	169.123.436	335.553.366	179.614.548	104.441.058	80.997.177	(103.417.465)	(37.361.221)	1.362.114.122	1.210.341.341	
Otros pasivos financieros corrientes	209.680.378	217.913.907	171.857.236	129.148.163	6.790.626	6.224.991	25.254.869	29.534.134	34.240.839	27.415.986	-	-	447.823.948	410.237.181	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	101.517.161	151.245.384	67.946.824	45.273.595	33.181.044	37.543.805	143.479.314	71.999.845	47.486.760	41.946.209	7.505.813	12.113.412	401.116.916	360.122.250	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	178.971.971	185.220.102	76.094.690	31.066.357	108.239.154	111.905.008	111.489.396	23.917.636	12.436.702	914.067	(110.923.278)	(49.474.633)	376.308.635	303.548.537	
Otras provisiones corrientes	16.767.429	23.476.072	6.509.646	1.564.413	-	-	7.975.007	9.808.093	3.383.807	3.471.748	-	-	34.635.889	38.320.326	
Pasivos por impuestos corrientes	18.479.925	23.323.179	12.396.139	7.807.388	9.145.227	11.488.571	46.574.906	42.623.796	5.283.194	4.516.616	-	-	91.879.391	89.759.550	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	1.715.718	538.711	4.604.656	1.390.130	1.639.339	1.961.061	779.874	1.731.044	1.609.756	2.732.551	-	-	10.349.343	8.353.497	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	866.573.935	875.424.076	101.274.276	95.913.004	37.177.953	37.449.700	709.914.939	757.392.281	302.473.741	282.137.010	(29.655.413)	(30.269.188)	1.987.759.431	2.018.046.883	
Otros pasivos financieros no corrientes	643.381.245	649.653.793	15.151.199	20.701.104	26.241.640	26.586.073	666.139.126	711.308.825	159.311.420	136.960.660	-	-	1.510.224.630	1.545.210.455	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	16.1257	175.794	69	104	-	-	-	-	-	-	161.326	175.898	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	32.545.152	37.013.568	-	-	-	-	-	-	(29.475.976)	(29.899.343)	3.069.176	7.114.225	
Otras provisiones no corrientes	16.786.330	16.545.029	4.375.151	-	6.939.688	6.753.472	406.589	316.755	3.039.439	2.732.195	-	-	31.547.177	26.347.451	
Pasivo por impuestos diferidos	183.495.845	183.446.893	16.307.263	10.812.791	3.015.109	2.860.251	11.381.550	12.001.108	139.490.610	141.771.503	-	-	353.690.377	350.892.546	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	14.458.744	14.482.504	2.307.760	2.382.287	-	-	20.571.599	22.056.756	632.272	672.652	-	-	37.970.375	39.594.199	
Otros pasivos no financieros no corrientes	8.451.771	11.295.857	30.426.494	24.827.460	981.467	1.249.800	11.416.075	11.708.837	-	-	(179.437)	(369.845)	51.096.370	48.712.109	
PATRIMONIO NETO	2.931.999.081	2.718.063.686	27.436.599	35.378.069	502.233.241	465.620.304	719.386.034	912.020.793	537.818.246	503.843.014	(874.691.784)	(748.322.972)	3.844.181.417	3.886.602.894	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.931.999.081	2.718.063.686	27.436.599	35.378.069	502.233.241	465.620.304	719.386.034	912.020.793	537.818.246	503.843.014	(874.691.784)	(748.322.972)	3.844.181.417	3.886.602.894	
Capital emitido	1.863.844.183	1.781.799.632	77.950.818	57.453.398	171.280.324	170.138.583	157.167.684	164.600.583	189.363.012	186.073.314	(941.305.009)	(871.893.592)	1.518.301.012	1.488.171.918	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.147.492.836	1.093.192.232	(37.753.788)	(13.873.002)	210.893.211	176.225.150	349.960.648	524.280.383	83.446.905	75.744.989	211.435.950	34.872.108	1.965.475.762	1.890.441.860	
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(285.346.495)	(362.936.735)	(12.760.431)	(8.202.327)	120.059.706	119.256.571	212.257.702	223.139.827	265.008.329	242.024.711	(144.822.725)	88.698.512	154.396.086	301.980.559	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.325.705.598	4.195.205.117	468.120.066	347.541.119	698.406.584	672.193.440	1.764.854.339	1.849.027.622	944.733.045	866.977.201	(1.007.764.662)	(815.953.381)	7.194.054.970	7.114.991.118	

Línea de Negocio	Generación													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		31-03-2013	31-03-2012	31-03-2013	31-03-2012	31-03-2013	31-03-2012	31-03-2013	31-03-2012	31-03-2013	31-03-2012	31-03-2013	31-03-2012	31-03-2013
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
INGRESOS	211.954.890	273.691.048	54.400.708	59.002.168	89.607.143	83.731.276	153.249.296	135.184.739	65.135.750	70.294.929	1.259.784	(110.523)	575.607.571	621.793.637
Ventas	211.326.091	273.667.447	49.782.609	59.005.429	89.607.143	83.731.276	153.015.877	134.835.774	64.719.198	70.132.157	1.259.784	(110.807)	569.710.702	621.258.276
Ventas de energía	205.827.947	258.694.656	49.778.716	58.082.807	73.582.162	66.023.238	152.885.687	134.741.479	59.326.139	68.591.659	-	-	541.400.651	586.133.839
Otras ventas	17.781	24.826	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.781	24.826
Otras prestaciones de servicios	5.480.363	14.947.965	3.893	922.622	16.024.981	17.708.038	130.190	94.295	5.393.059	1.540.498	1.259.784	(113.807)	28.292.270	35.099.611
Otros ingresos de explotación	628.799	23.601	4.618.099	(3.261)	-	-	233.419	348.965	416.552	162.772	-	3.284	5.896.869	535.361
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(131.614.611)	(199.432.973)	(38.846.923)	(42.719.323)	(41.980.476)	(31.038.183)	(52.375.022)	(40.374.530)	(21.082.940)	(25.342.258)	16.473	(3.285)	(285.883.499)	(338.910.552)
Compras de energía	(21.972.960)	(60.914.066)	(3.867.422)	(3.379.856)	(18.427.026)	(11.180.275)	(21.223.219)	(6.507.883)	(2.136.999)	(2.563.343)	1.035.677	319.475	(66.591.949)	(84.225.948)
Consumo de combustible	(76.166.429)	(90.510.395)	(33.823.603)	(37.266.884)	(12.041.714)	(6.610.788)	(11.421.618)	(12.003.445)	(12.362.190)	(16.101.085)	-	-	(145.815.554)	(162.492.597)
Gastos de transporte	(33.860.077)	(47.918.754)	267.423	(297.664)	(3.439.043)	(4.801.167)	(13.829.767)	(14.470.326)	(4.605.627)	(4.917.506)	(1.019.204)	(322.760)	(56.486.295)	(72.728.177)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	384.855	(89.758)	(1.423.321)	(1.774.919)	(8.072.693)	(8.445.953)	(5.900.418)	(7.392.876)	(1.978.124)	(1.760.324)	-	-	(16.989.701)	(19.463.830)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	80.340.279	74.258.075	15.553.785	16.282.845	47.626.667	52.693.093	100.874.274	94.810.209	44.052.810	44.952.674	1.276.257	(113.808)	289.724.072	282.883.805
Trabajos para el Inmovilizado	2.243.916	1.759.996	-	-	134.562	-	1.074.168	823.387	46.921	14.237	-	-	3.499.567	2.597.620
Gastos de Personal	(16.829.272)	(11.949.370)	(5.466.337)	(6.011.045)	(3.059.603)	(3.399.629)	(4.230.664)	(3.981.465)	(3.587.331)	(3.605.304)	-	-	(33.173.207)	(28.946.813)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(11.397.774)	(15.920.111)	(3.196.967)	(3.028.349)	(2.378.213)	(2.783.803)	(4.001.972)	(4.591.636)	(3.038.610)	(4.187.012)	99.394	113.808	(23.914.162)	(30.397.103)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	54.357.149	48.148.590	6.890.461	7.243.451	42.323.413	46.509.661	93.715.806	87.060.495	37.473.790	37.174.592	1.375.651	-	236.136.270	226.136.789
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(22.687.789)	(18.853.775)	(5.053.365)	(7.038.011)	(6.451.363)	(6.739.933)	(9.876.674)	(8.968.236)	(9.753.654)	(9.597.229)	-	-	(53.822.845)	(51.197.184)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	31.669.360	29.294.815	1.837.096	205.440	35.872.050	39.769.728	83.839.132	78.092.259	27.720.136	27.577.363	1.375.651	-	182.313.425	174.939.605
RESULTADO FINANCIERO	(18.751.147)	(15.639.381)	(10.119.406)	(8.262.506)	1.127.324	1.819.796	(7.529.885)	(9.664.159)	(1.821.300)	(10.265.236)	2.487.543	2.537.254	(34.606.871)	(39.474.232)
Ingresos financieros	176.422	2.740.896	365.895	524.477	2.861.251	6.718.777	2.217.136	1.500.117	231.261	302.638	(523.935)	(551.735)	5.328.030	11.235.170
Gastos financieros	(19.471.850)	(14.989.889)	(5.330.980)	(6.709.269)	(2.703.449)	(4.765.116)	(9.764.299)	(11.096.186)	(2.052.561)	(10.567.874)	523.935	551.739	(38.799.204)	(47.576.595)
Resultados por Unidades de Reajuste	(493.057)	(1.884.028)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(493.057)	(1.884.028)
Diferencias de cambio	1.037.338	(1.506.360)	(5.154.321)	(2.077.714)	969.522	(133.865)	17.278	(68.090)	-	-	2.487.543	2.537.250	(642.640)	(1.248.779)
Positivas	4.443.315	4.968.725	2.110.579	1.227.642	2.268.478	7.552.065	148.962	325.660	-	-	(14.492)	18.954	8.956.842	14.093.046
Negativas	(3.405.977)	(6.475.085)	(7.264.900)	(3.305.356)	(1.298.956)	(7.685.930)	(131.684)	(393.750)	-	-	2.502.035	2.518.296	(9.599.482)	(15.341.825)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	3.501.196	2.758.912	2.1657	(58.007)	-	-	-	-	2.413.572	2.672.439	-	-	5.936.425	5.373.344
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	151	138.435	-	(137.784)	-	-	-	-	-	-	-	-	151	651
Resultados en Ventas de Activos	2.532.438	-	-	-	-	-	180.281	-	(200.451)	-	-	-	2.512.268	-
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	18.951.998	16.552.781	(8.260.653)	(8.252.857)	36.999.374	41.589.524	76.489.528	68.428.100	28.111.957	19.984.566	3.863.194	2.537.254	156.155.398	140.839.368
Impuesto Sobre Sociedades	(1.159.555)	10.168.373	(614.740)	(1.731.997)	(3.318.585)	(5.508.976)	(24.601.952)	(18.858.033)	(7.806.648)	(9.557.519)	-	-	(37.501.480)	(25.488.152)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	17.792.443	26.721.154	(8.875.393)	(9.984.854)	33.680.789	36.080.548	51.887.576	49.570.067	20.305.309	10.427.047	3.863.194	2.537.254	118.653.918	115.351.216
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	17.792.443	26.721.154	(8.875.393)	(9.984.854)	33.680.789	36.080.548	51.887.576	49.570.067	20.305.309	10.427.047	3.863.194	2.537.254	118.653.918	115.351.216
RESULTADO DEL PERÍODO	17.792.443	26.721.154	(8.875.393)	(9.984.854)	33.680.789	36.080.548	51.887.576	49.570.067	20.305.309	10.427.047	3.863.194	2.537.254	118.653.918	115.351.216
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	165.510.244	161.687.281	73.717.808	75.393.801	469.062.867	396.065.371	206.529.704	248.759.159	73.407.002	83.158.205	(12.609.180)	(3.228.460)	975.618.445	961.835.357	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	3.030.028	6.800.784	6.848.363	13.979.227	45.481.502	46.175.000	57.321.672	132.138.584	9.199.790	27.824.497	-	-	121.881.355	226.918.092	
Otros activos financieros corrientes	756.366	3	-	248.730	22.467.574	21.786.059	27.750.511	25.853.350	-	-	-	-	50.974.451	47.888.142	
Otros Activos No Financieros, Corriente	2.471.197	2.458.642	1.463.190	982.584	64.044.663	58.667.785	5.610.416	6.465.483	2.572.112	2.667.568	-	-	76.161.578	71.242.062	
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corrientes	143.580.217	146.524.961	56.488.657	50.892.193	318.339.292	256.665.873	84.001.221	78.708.428	57.016.746	48.194.935	-	-	659.426.133	580.986.390	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	13.432.311	4.002.377	828.351	910.306	-	-	28.238.482	2.444.649	157.547	54.071	(12.609.180)	(3.228.460)	30.047.511	4.182.943	
Inventarios	1.860.995	1.452.916	3.186.376	3.234.106	758.804	634.171	3.607.402	3.148.665	4.425.401	4.390.026	-	-	13.838.978	12.859.884	
Activos por impuestos corrientes	379.130	447.598	4.902.871	5.146.655	17.971.032	12.136.483	-	-	35.406	27.108	-	-	23.288.439	17.757.844	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-		-		-		-		-		-		-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.148.636.420	1.141.771.230	247.602.310	249.249.898	1.861.200.177	1.813.358.782	898.366.967	949.733.045	447.560.410	456.528.437	-	-	4.603.366.284	4.610.641.392	
Otros activos financieros no corrientes	27.210	25.109	75.243	86.201	399.116.297	375.227.434	6.795	7.117	2.874.508	3.183.912	-	-	402.100.053	378.529.773	
Otros activos no financieros no corrientes	363.268	333.644	549.709	580.733	56.128.187	59.325.193	1.026.207	1.074.740	-	-	-	-	58.067.371	61.314.310	
Derechos por cobrar no corrientes	6.611.959	6.863.063	1.602.341	1.666.444	32.877.178	32.901.738	9.770.705	10.300.046	-	-	-	-	50.862.183	51.731.291	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	99.709	99.044	-	-	-	-	-	-	99.709	99.044	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	517.892.280	510.734.951	24.312	25.684	-	-	3.154.115	33.528.901	-	-	-	-	549.450.707	544.289.536	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	12.674.652	13.233.744	3.200.330	3.334.273	1.119.742.291	1.098.619.633	18.310.173	19.929.984	2.702.407	2.929.542	-	-	1.156.629.853	1.138.047.176	
Plusvalía	2.240.479	2.240.478	-	-	100.675.744	100.004.647	-	-	-	-	-	-	102.916.223	102.245.125	
Propiedades, planta y equipo	608.724.942	608.238.795	242.150.375	243.556.563	20.235.899	18.163.438	80.336.607	847.581.454	441.983.495	450.414.983	-	-	2.116.460.318	2.167.955.233	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	101.630	101.446	-	-	132.324.872	129.017.655	34.353.385	37.310.803	-	-	-	-	166.779.867	166.429.904	
TOTAL ACTIVOS	1.314.146.664	1.303.458.511	321.320.118	324.643.699	2.330.263.044	2.209.424.153	1.104.896.671	1.198.492.204	520.967.412	539.686.642	(12.609.180)	(3.228.460)	5.578.984.729	5.572.476.749	

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES	168.624.312	195.903.833	405.247.111	376.427.290	424.293.293	366.781.235	394.033.052	279.593.205	93.525.329	121.210.186	(12.609.180)	(3.228.460)	1.473.113.917	1.336.687.289	
Otros pasivos financieros corrientes	3.495	47	22.712.521	27.634.365	116.550.035	104.776.985	107.505.240	66.840.051	17.478.048	33.719.936	-	-	264.249.339	232.971.384	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	76.644.295	100.344.207	324.082.839	290.202.271	252.546.436	203.340.459	153.839.202	134.401.488	42.077.596	43.394.348	-	-	849.190.368	771.682.773	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	73.664.009	80.044.605	1.737.520	1.837.109	21.971.631	20.985.919	88.213.222	31.019.825	9.906.700	9.418.449	(12.609.180)	(3.228.460)	182.883.902	140.077.447	
Otras provisiones corrientes	5.687.155	9.182.725	27.801.344	28.531.366	1.570.062	1.559.596	-	-	4.552.393	5.042.674	-	-	39.610.954	44.316.361	
Pasivos por impuestos corrientes	11.367.594	4.814.657	4.634.974	2.831.011	17.636.568	20.926.914	39.346.353	40.775.096	6.386.243	4.870.431	-	-	79.371.732	74.218.109	
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otros pasivos no financieros corrientes	1.257.764	1.517.592	24.277.913	25.391.168	14.018.561	15.191.362	5.129.035	6.556.745	13.124.349	24.764.348	-	-	57.807.622	73.421.215	
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
PASIVOS NO CORRIENTES	82.997.773	70.857.008	17.265.491	17.990.925	828.150.117	815.506.536	232.564.314	311.739.452	212.774.023	202.239.407	-	-	1.373.751.718	1.418.333.328	
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	2.496.312	2.929.147	435.542.402	439.191.002	159.158.276	234.412.181	152.057.793	147.679.985	-	-	749.254.783	824.212.315	
Otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	16.639.069	14.081.540	-	-	-	-	-	-	16.639.069	14.081.540	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras provisiones no corrientes	9.092.623	8.738.743	7.573.162	7.830.746	129.946.219	124.438.070	2.759.158	2.672.924	199.151	201.947	-	-	149.570.313	143.882.430	
Pasivo por impuestos diferidos	17.359.465	16.134.410	-	-	117.321.180	110.169.354	9.427.272	9.873.115	44.727.902	51.244.001	-	-	188.835.819	187.420.880	
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.761.745	18.784.699	4.205.942	4.631.912	128.480.209	127.516.473	53.867.126	57.242.246	1.538.678	1.564.125	-	-	206.853.700	209.739.455	
Otros pasivos no financieros no corrientes	37.783.940	27.199.156	2.990.075	2.599.120	221.038	110.097	7.352.482	7.538.986	14.250.499	1.549.349	-	-	62.598.034	38.996.708	
PATRIMONIO NETO	1.062.524.579	1.036.697.670	(101.192.484)	(69.774.516)	1.077.819.634	1.027.136.382	478.299.305	607.159.547	214.668.060	216.237.049	-	-	2.732.119.094	2.817.456.132	
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.062.524.579	1.036.697.670	(101.192.484)	(69.774.516)	1.077.819.634	1.027.136.382	478.299.305	607.159.547	214.668.060	216.237.049	-	-	2.732.119.094	2.817.456.132	
Capital emitido	367.928.681	367.928.682	79.149.649	83.616.788	338.999.051	336.739.309	3.418.133	3.579.786	36.596.089	37.643.914	-	-	826.091.603	829.508.479	
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.053.996.477	1.027.496.557	(183.526.017)	(156.754.885)	288.622.148	244.654.424	3.389.130	107.753.937	63.535.360	60.254.433	-	-	1.226.017.098	1.283.404.466	
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	3.450.980	3.614.187	-	-	-	-	4.017.282	4.180.489	
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras reservas	(359.966.881)	(359.293.871)	3.183.884	3.363.581	450.198.435	445.742.649	468.041.062	492.211.637	114.536.611	118.338.702	-	-	675.993.111	700.362.698	
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.314.146.664	1.303.458.511	321.320.118	324.643.699	2.330.263.044	2.209.424.153	1.104.896.671	1.198.492.204	520.967.412	539.686.642	(12.609.180)	(3.228.460)	5.578.984.729	5.572.476.749	

Linea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$	31-03-2013 M\$	31-03-2012 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES															
INGRESOS															
Ventas	233.411.748	255.066.871	78.557.341	85.020.243	408.402.071	507.317.674	20.101.577	211.546.557	96.653.160	94.768.902	-	-	1.018.041.897	1.153.720.247	
Ventas de energía	230.721.609	252.987.057	75.827.145	82.314.281	373.894.659	472.230.325	19.2820.495	203.909.101	93.943.890	90.678.244	-	-	967.207.798	1.102.119.008	
Otras ventas	203.524.079	229.816.242	71.378.945	76.795.990	352.828.013	441.389.533	164.672.304	175.433.414	91.659.383	88.413.426	-	-	884.062.724	1.011.848.605	
Otras prestaciones de servicios	1.784.525	1.302.397	69.485	52.073	-	-	775.060	617.178	(6.105)	6.210	-	-	2.622.965	1.977.858	
Otros ingresos de explotación	25.413.005	21.868.418	4.378.715	5.466.218	21.066.646	30.840.792	27.373.131	27.858.509	2.290.612	2.258.608	-	-	80.522.109	88.292.545	
Otros ingresos de explotación	2.890.139	2.079.814	2.730.196	2.705.962	34.507.412	35.087.349	8.197.082	7.637.456	2.709.270	4.090.658	-	-	50.834.099	51.601.239	
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS															
Compras de energía	(170.858.721)	(193.768.692)	(43.380.686)	(47.017.820)	(263.323.709)	(317.689.510)	(11.535.965)	(115.789.027)	(64.047.268)	(61.629.271)	-	-	(654.946.349)	(735.894.320)	
Consumo de combustible	(151.478.418)	(174.151.176)	(43.102.471)	(47.253.404)	(168.859.038)	(175.672.610)	(85.523.670)	(87.307.020)	(59.501.649)	(56.854.556)	-	-	(508.465.246)	(541.238.766)	
Gastos de transporte	(13.408.202)	(14.569.922)	(246.548)	319.802	(16.895.501)	(23.762.321)	(19.534.856)	(20.945.110)	-	-	-	-	(50.085.107)	(58.957.551)	
Otros provisionamientos variables y servicios	(5.772.101)	(5.047.594)	(31.667)	(8.4218)	(77.569.170)	(118.254.579)	(8.477.439)	(7.536.897)	(4.545.619)	(4.774.715)	-	-	(96.395.996)	(135.698.003)	
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	62.753.027	61.298.179	35.176.655	38.002.423	145.078.362	189.628.164	87.481.612	95.757.530	32.605.892	33.139.631	-	-	363.095.548	417.825.927	
Trabajos para el Inmovilizado	637.400	546.191	4.835.464	3.082.385	3.370.997	2.130.807	603.378	267.699	597.485	526.342	-	-	10.044.724	6.553.424	
Gastos de Personal	(7.111.977)	(5.916.528)	(30.854.867)	(22.432.211)	(20.032.023)	(24.068.462)	(7.915.311)	(7.764.715)	(5.003.956)	(4.096.744)	-	-	(70.918.134)	(64.278.660)	
Otros Gastos Fijos de Explotación	(14.706.569)	(13.329.672)	(27.787.071)	(24.070.592)	(40.689.812)	(38.486.442)	(11.807.416)	(12.337.586)	(5.709.174)	(7.041.973)	-	-	(100.700.042)	(95.266.265)	
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	41.571.881	42.598.170	(18.629.819)	(5.417.995)	87.727.524	129.204.067	68.362.263	75.922.928	22.490.247	22.527.256	-	-	201.522.096	264.834.426	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(7.458.517)	(7.582.091)	(3.484.658)	(3.783.283)	(21.395.186)	(32.364.750)	(15.530.756)	(16.932.100)	(6.077.680)	(5.766.405)	-	-	(53.946.797)	(66.428.629)	
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	34.113.364	35.016.079	(22.114.477)	(9.201.278)	66.332.338	96.839.317	52.831.507	58.990.828	16.412.567	16.760.851	-	-	147.575.299	198.405.797	
RESULTADO FINANCIERO	895.357	3.637.960	(13.833.095)	(4.380.284)	(4.204.233)	(22.359.275)	(5.163.397)	(6.637.271)	(2.648.106)	(936.894)	28.273	-	(24.925.201)	(30.675.764)	
Ingresos financieros	2.086.944	3.089.077	1.560.623	1.287.356	35.078.032	21.330.403	2.261.567	2.362.879	503.882	2.022.947	-	-	41.491.048	30.092.662	
Gastos financieros	(2.013.186)	(374.763)	(15.505.233)	(5.770.540)	(39.277.270)	(43.940.624)	(7.378.428)	(9.039.493)	(3.147.618)	(2.997.565)	-	-	(67.321.735)	(62.123.185)	
Resultados por Unidades de Reajuste	116.002	809.659	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.002	809.659	
Diferencias de cambio	705.597	113.987	111.515	102.900	(4.995)	251.146	(46.536)	39.343	(4.370)	37.724	28.273	-	789.484	545.100	
Positivas	760.248	243.429	214.560	185.975	58.098	738.042	10.762	166.283	124.805	71.314	(9.189)	-	1.159.284	1.405.043	
Negativas	(54.651)	(129.442)	(103.045)	(83.075)	(63.093)	(486.896)	(57.298)	(126.940)	(129.175)	(33.590)	37.462	-	(369.800)	(859.943)	
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	-	-	-	-	-	-	660.030	849.631	-	-	-	-	660.030	849.631	
Diferencia Negativa de Consolidación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	137.784	-	-	-	2	-	-	-	-	-	137.786	
Resultados en Ventas de Activos	-	(75.312)	-	-	-	-	(45.277)	11.604	-	(1.743)	-	-	(45.277)	(65.451)	
Otros Gastos Distintos de los de Operación	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	35.008.721	38.578.727	(35.947.572)	(13.443.778)	62.128.105	74.480.042	48.282.863	53.214.794	13.764.461	15.822.214	28.273	-	123.264.851	168.651.999	
Impuesto Sobre Sociedades	(5.614.739)	(4.177.553)	-	(836.565)	(19.055.679)	(21.183.883)	(16.889.537)	(16.836.455)	(4.103.115)	(3.597.530)	-	-	(45.663.070)	(46.631.986)	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES CONTINUADAS	29.393.982	34.401.174	(35.947.572)	(14.280.343)	43.072.426	53.296.159	31.393.326	36.378.339	9.661.346	12.224.684	28.273	-	77.601.781	122.020.013	
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUPTIDAS	29.393.982	34.401.174	(35.947.572)	(14.280.343)	43.072.426	53.296.159	31.393.326	36.378.339	9.661.346	12.224.684	28.273	-	77.601.781	122.020.013	
RESULTADO DEL PERÍODO	29.393.982	34.401.174	(35.947.572)	(14.280.343)	43.072.426	53.296.159	31.393.326	36.378.339	9.661.346	12.224.684	28.273	-	77.601.781	122.020.013	
Sociedad dominante	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Accionistas minoritarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

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

34.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de marzo de		Liberación de garantías						
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	2013	dic-12	2014	Activos	2015	Activos	2016	Activos
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	34.684.514	M\$	66.430.640	67.546.660	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	15.753.330	M\$	4.720.300	4.799.600	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	M\$	2.741.004	M\$	2.279.003	2.902.660	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Deposito en Cta. Cle.	M\$	944.060	M\$	912.358	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Deposito de dinero	M\$	3.771.520	M\$	3.317.665	5.686.862	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Coligada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	94.802.003	97.034.059	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	30.091.913	M\$	61.560.274	60.774.330	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	3.132.086	M\$	117.999.258	122.400.013	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros		M\$	8.502.208	M\$	73.559.026	77.984.021	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	133.929.529	M\$	29.428.700	29.477.645	-	-	-	-	-	-
BEI/Endesa Latinoamérica/YPF I	Dock Sud	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Ciclo combinado, Cobranzas Ctes. de CAMMESA, Terreno y Edificios	M\$	147.660.708	M\$	125.083.911	-	-	-	-	-	-	-

Al 31 de marzo de 2013 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 22.010.834.909 (M\$ 26.613.135.472 al 31 de marzo de 2012).

34.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al 31 de marzo de			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	2013	dic-12	2014	Activos	2015	Activos	2016
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	9.116.068	M\$	9.116.068	15.245.788	-	-	-	-	-

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, Empreendimientos y Participaciones (“Meridional”) es una empresa cuyo único activo son los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (“CELF”). El contrato fue rescindido por CELF con anterioridad al proceso de su privatización, del cual se originó a la filial brasileira de distribución Ampla. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Meridional demandó el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en fraude de sus derechos. Cabe destacar que Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a Meridional, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el obtenido por la constructora en marzo de 2009 dando la razón a Ampla. La sociedad de construcciones brasileña interpuso un recurso contra la esa resolución el cual no fue admitido. La constructora en julio de 2010 interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia de Brasil, que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010 por ser interpuesto sin fundamento. En vista de esta decisión Meridional interpuso “Mandado de Segurança”, el que también fue desestimado. En junio de 2011 Meridional ofreció recurso de Embargos de Declaração (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 decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada en 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentado Embargo de Declaração por la AMPLA para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a US\$434,65 millones.

3.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (“CIBRAN”) demandó a la filial brasileira 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. El 19 de diciembre de 2012 AMPLA ha reiterado el pedido de realización de una segunda pericia, a causa de los equívocos y contradicciones del perito, en el laudo pericial anteriormente presentado. La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente US\$56,29 millones.

4.- 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\$ 58,43 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. El 22 de octubre de 2012 el juez aceptó el pedido de CIEN de acumular esta acción con otra iniciada por CIEN contra Tractebel en el 2001, en que se discute el cobro de valores relativos al temas cambiarios y tributarios. El 29 de noviembre de 2012, Tractebel presentó recurso de embargo de declaração contra esta decisión, el que está pendiente de resolverse.

5.- Demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., contra CIEN, 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\$ 258,61 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 en primera instancia.

6.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de AMPLA. En octubre de 2008 AMPLA presentó recurso especial que no fue aceptado. Por lo tanto el litigio se ha perdido en esfera administrativa, ahora bien, como en el mismo proceso litigioso se discute otro tema (decidido a favor de Ampla en el Consejo pero recurrido por la Administración), en tanto no finalice la discusión respecto de ese otro tema mismo no comenzará la etapa judicial. La cuantía asciende a US\$ 91,26 millones.

7.- En 1998 Ampla, para financiar la adquisición de Coelce, realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla incumplió la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia

administrativa, y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre y el 28 de diciembre Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. En caso de confirmarse la resolución de la Cámara Superior de Recursos Fiscales, Ampla recurrirá ante los Tribunales de Justicia. La cuantía asciende a US\$. US\$417,28 millones

8.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA español) debería ser determinado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005 un Acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, en base a las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004, 2005 y 2006 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquéllos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularización su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado. El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla decidió adoptar una estrategia extraordinaria de solicitar a la Hacienda Pública Estadual (Superintendencia de Recaudación) la revisión de la decisión del Tribunal Administrativo en base a la Ley de Amnistía (procedimiento de revisión previsto en la Ley de Amnistía de 2006). Así, la petición fue remitida al citado órgano y, sucesivamente, al propio Gobernador del Estado de Río de Janeiro (instancia prevista en el ámbito del derecho fiscal y administrativo, para decisiones en base a la equidad, en nuestro caso, bajo el argumento de contribuyentes que no pagaron el impuesto quedaron en situación mejor que la de Ampla). Ampla no ha obtenido respuesta a su petición de revisión por lo que la deuda debería haber estado suspendida hasta el análisis final del proceso en el ámbito administrativo pero ello no ha sido así. En noviembre de 2012 el Estado de Río de Janeiro ha inscrito de la deuda en registro público como si fuera debida, lo que ha implicado la necesidad de aportar el 12 de noviembre garantía del 140% de la deuda tributaria con objeto de poder seguir percibiendo fondos públicos. Una vez recibida la decisión, probablemente desfavorable, se recurrirá al poder judicial. La cuantía asciende a US\$ 113,70 millones.

9.- A fines de 2002, la compañía brasilera de generación CGTF interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem “Otros Grupos Electrógenos”, con el fin de acceder a la tasa 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo una resolución incidental a su favor que le permitió sacar los bienes de la aduana con la tasa del 0% pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza obtuvo resolución favorable en la esfera administrativa y en 2ª instancia judicial, ahora bien la Unión Federal presentó en 2009 recurso de aclaración en contra de la decisión de 2ª instancia y se resolvió a favor de Endesa Fortaleza, por lo cual en marzo de 2010 la Unión presentó recurso especial ante el Superior Tribunal de Justicia (Brasil) y en 2011 se rechazó, volviendo la Hacienda Pública a recurrir en contra de dicha decisión. En diciembre 2012, el redactor del proceso juzgó improcedente el recurso especial presentado por la Hacienda y ésta última presentó nuevo recurso para el órgano colegiado del Superior Tribunal de Justicia (STJ). Se aguarda el juzgamiento del nuevo recurso. El depósito judicial deberá seguir como garantía del proceso hasta su decisión final. La cuantía asciende a US\$ 39,71 millones.

10.- 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 9º Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10º Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, se encuentra terminado el periodo ordinario de prueba y citadas las partes a oír sentencia.

11- 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. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual con fecha 12.03.2013 la Corte ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de primera instancia. Actualmente el proceso se encuentra en el tribunal de primera instancia. 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\$ 30,95 millones). Cabe señalar que la totalidad del riesgo de estas demandas está cubierto por una póliza de seguro.

12-. 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 D.G.A. 134 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a ENDESA CHILE para la central hidroeléctrica Neltume. Asimismo, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente interpusieron cada una acciones en contra de la resolución administrativa D.G.A. 732 que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público. 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 estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra vencido el término probatorio, y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-23010), que solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012), proceso en el cual, a la presente fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y pendiente la dictación del auto de prueba. Por otra parte, en la causa Rol N°16025-2012 en el cual se impugna la resolución DGA 134, se declaró abandonado el procedimiento. En la otra acción interpuesta Rol N°17916-2010, igualmente se solicitó el abandono del procedimiento, sin embargo, esta solicitud fue denegada, encontrándose actualmente pendiente un recurso de apelación, deducido en contra de dicha negativa. En primera instancia, este proceso está pendiente se dicte el auto de prueba. Todos los procesos tienen cuantía indeterminada.

13-. 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 USD 1.637,357 millones. Emgesa S.A. ESP solicitó la vinculación de aproximadamente 60 entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, motivo de lo cual el expediente fue enviado al Consejo de Estado encontrándose con recursos pendientes presentados por estas entidades ante este organismo. El día 29 de junio de 2010 se puso en conocimiento de las partes un incidente promovido por el apoderado de los demandantes, en virtud del cual busca se declare la nulidad de lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca con posterioridad al 1 de agosto de 2006, por entender que a partir de dicha fecha el Tribunal perdió la competencia para conocer del presente trámite ya que a partir de ese momento entraron en funcionamiento los Juzgados Administrativos del Circuito, los cuales eran los competentes para conocer de las acciones de grupo y acciones populares de conformidad con lo indicado en la Ley 472 de 1998. Emgesa se pronunció al respecto oportunamente, aduciendo la impertinencia e ilegalidad de dicha nulidad. Actualmente la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió confirmar la resolución del Tribunal que dispuso negar la solicitud del llamamiento en garantía solicitado por Emgesa, y en su lugar tener como demandados propiamente a las personas jurídicas, entre los que menciona a los recurrentes: Hospital Juan F. Copras, Refisal S.A., Tinzuque S.A., Emocables S.A., Cristalería Peldar S.A., Líquido Carbónico Colombiano S.A., Icollantas S.A. y Agrinal S.A. Por otra parte, se denegó la nulidad planteada por los habitantes del municipio de Sibaté, sin embargo, el Consejo de Estado ordenó al Tribunal Contencioso Administrativo remita el proceso a los Juzgados Administrativos del Circuito de Bogotá, para que continúen conociendo del trámite del mismo. En junio de 2011 se notificó un auto por el cual este proceso es remitido al Juzgado Quinto Administrativo de Bogotá. El Juzgado avocó conocimiento de la acción de grupo y convalidó lo actuado por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Cuarta, Subsección B y por el H. Consejo de Estado, Sección Tercera, a partir del 1º de agosto de 2006. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda por parte de Peldar, Alpina, Icollantas y otros, además se radicaron memoriales. Está pendiente el traslado de las contestaciones a la demanda y que se fije audiencia de conciliación judicial.

14.- 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 Octubre 2012 el Juez tiene por contestada la DCA tanto por el TF y la SUNAT. En conclusión el estado procesal es el siguiente: Respecto al ejercicio 1999, se dictó fallo parcialmente favorable por el TF 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 de resolución.. 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\$ 36,55millones.

15 - 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. En Noviembre 2012 EDELNOR fue notificada de la Resolución del Tribunal Fiscal a través de la cual se da término en instancia administrativa a la impugnación efectuada en contra las Actas relativas al Impuesto a la Renta de los años 2000 a 2004 que incluye el tema del COLFONAVI, resolución que es parcialmente favorable a EDELNOR. Respecto del COLFONAVI el TF si bien no lo ha reconocido como gasto deducible del ejercicio 2000 le ha reconocido el derecho a Edelnor a la depreciación, por lo cual ha ordenado a la SUNAT recalculer tal depreciación. Respecto del período 2004: el Tribunal revocó la RI apelada y ordenó a la SUNAT reliquidar el IR según lo dispuesto en la propia RTF, teniendo en consideración el resultado en los expedientes por IR 2000-2001 e IR 2002-2003. EDELNOR presentó apelación en contra de las Resoluciones de Intendencia de la SUNAT que efectúan el calculo y reliquidación, apelación que se encuentra pendiente en el Tribunal Fiscal para su resolución. Respecto del periodos IR 2004 e IR 2005 Edelnor fue notificada por la SUNAT de que se ha declarado procedente las compensaciones solicitadas. Edelnor fue notificada con la RI de SUNAT que declara la nulidad parcial de las RD's por IR 2000-2004, estando a lo que se disponga en los expedientes por IR 2000 a 2004 para proceder con recalculer las pérdidas tributarias e Impuesto a la Renta de tales ejercicios. Edelnor presentó escrito al TF adjuntando la RI de SUNAT. En marzo 2013, Edelnor fue notificada con las distintas Resoluciones del Tribunal Fiscal RTFs de las impugnaciones o apelaciones Parciales presentadas por los períodos que van desde el año 2000 al 2005 mediante las cuales ha ordenado, en general, a la SUNAT a recalculer la pérdida tributaria del período respectivo. Además, Edelnor interpuso Demanda Contencioso Administrativa (DCA) la cual está: pendiente de ser admitida a tramitación. La DCA interpuesta por SUNAT en contra de resolución TF período 2005 que cuestiona devolución en dinero que debe hacer la SUNAT: pendiente de resolución. Respecto del periodo 2005 SUNAT debe proceder a la devolución en dinero a Edelnor por el importe pagado en exceso de IR y multa por S\$ 5,13 millones y calcular los intereses por devolución, salvo que la SUNAT gane la DCA que interpuso en contra de la resolución del TFLa cuantía asciende aproximadamente a US\$ 18,766 millones.

16.- Con fecha 24 de mayo de 2011, ENDESA CHILE fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pirihueico, 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 Pirihueico a 900 metros aguas abajo en el rio 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 recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose posteriormente la etapa probatoria.

17.- 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. AMPLA presentó Embargo de Declaração alegando la caducidad del derecho de los demandantes de presentar la demanda rescisoria, la cual fue acogida y anulada la resolución que había determinado la reintegración de los demandantes en AMPLA. La cuantía de este juicio es de aproximadamente US\$ 54,09 millones.

18.- El Sindicato Regional de Trabajadores de Endesa Chile, demanda a Endesa, Endesa Eco, Central Eólica Canela S.A., Celta, Pangué, Pehuenche, San Isidro, para que se declare que Endesa Chile S.A. debe determinar la "rentabilidad operacional" en base al Balance y Memoria Anual, ambos de 2011, registrados ante la Superintendencia de Valores y Seguros y publicada en la Página Web www.endesa.cl, declarándose a la vez que su rentabilidad operacional fue en el Ejercicio 2011 mayor a 15%, y que, consecuentemente, corresponde a los trabajadores afiliados al Sindicato demandante el bono máximo de participación de utilidades respecto del Ejercicio 2011, ascendente a 2,15 remuneraciones (RBPM) por la ponderación que corresponde hacer al haber estado vigente los Contratos Colectivos durante ese año, por la segunda mitad del año 2011 (Contrato Colectivo actual) 2,3 RBPM y por la primera mitad (Contrato Colectivo anterior) 2,0 RBPM, por lo que piden se condene a Endesa S.A. a pagarles la diferencia entre 2,15 RBPM y lo pagado efectivamente que fue 0,5742 RBPM, que alcanza a 1,5758 RBPM, más reajustes, intereses y costas. En subsidio y para el evento de que se declare que la rentabilidad operacional de Endesa Chile S.A. debe determinarse sobre la base de los resultados de su empresa matriz, piden se declare que no deberán considerarse como "filiales" al menos a efectos laborales a aquellas otras empresas demandadas con participación abrumadoramente mayoritaria de Endesa Chile S.A. y que carecen total o virtualmente de trabajadores, por lo que

se deberá calcular el bono de participación de utilidades sobre la base de la rentabilidad operacional obtenida por Endesa matriz conjuntamente con las llamadas filiales y, consecuentemente, Endesa Chile deberá pagar a los trabajadores afiliados al Sindicato demandante la diferencia entre las RBPM asociadas a la rentabilidad operacional obtenida de la forma indicada y lo pagado efectivamente que fue de 0,5742 RBPM, más reajustes, intereses y costas. En subsidio de las anteriores, y para el evento de que se decida que la rentabilidad operacional de Endesa Chile debe determinarse sobre la base de los resultados de su empresa matriz, sin las filiales antes señaladas, se declare que se deberá calcular el bono de participación de utilidades sobre aquellos antecedentes formales y verificables por el Tribunal y no sobre las afirmaciones de Endesa S.A., y que para los efectos de determinar el monto específico que corresponde a cada trabajador por concepto del bono de utilidades, deberá considerarse el valor de su remuneración (RBPM) cuyo monto se deberá fijar sobre la base de los antecedentes que se acrediten y determinen en el curso del proceso o en la etapa de cumplimiento del fallo. Adicionalmente, piden se declare que en lo sucesivo Endesa Chile deberá pagar el beneficio de participación de utilidades sobre los mismos criterios determinados por el Tribunal en la sentencia que dicte en el proceso. En cuanto al estado procesal, el 1° de marzo de 2013 se verificó la Audiencia Preparatoria, en la que no hubo conciliación, fijándose la Audiencia de Juicio para el día 5 de abril de 2013. Posteriormente, con fecha 12 de marzo de 2013, las partes presentaron ante el Tribunal un avenimiento para poner fin a este juicio de común acuerdo, el cual el juez resolvió tener por aprobado, poniendo así final a este litigio.

19.- El procedimiento arbitral, que se ventila ante la Cámara Internacional de Comercio (ICC), en adelante la Cámara, se enmarca en el Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina de suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón, ubicada en Coronel, Octava Región de Chile, suscrito en julio de 2007 entre Endesa Chile y el Consorcio formado por: Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile Compañía Limitada, Tecnimont SpA, Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda., Slovenske Energetické Strojárne a.s. (SES) e Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada.

Derivado de los graves incumplimientos del Consorcio, al no terminar las obras conforme a los términos y condiciones pactadas y dentro del plazo estipulado en el Contrato y sus documentos complementarios, con fecha 16.10.2012 Endesa Chile procedió, con estricto cumplimiento a las condiciones que autoriza el Contrato para tal efecto, a cobrar las boletas de garantía y, en particular, las emitidas por Banco Santander Chile por USD 93.992.554 y Credit Agricole por USD 18.940.294,84. Hasta esta fecha Endesa Chile solo ha podido cobrar las boletas emitidas por el Banco Santander Chile.

Seguidamente al cobro de las aludidas boletas, Endesa Chile interpuso ante la Cámara (Rol 19015/CA) una solicitud de arbitraje para obtener el cumplimiento forzado al Contrato más indemnización de perjuicios y, en subsidio, la terminación del mismo también con indemnización de perjuicios. En ambos casos, Endesa Chile se reservó el derecho a litigar sobre el monto y cuantía de los perjuicios en una etapa posterior. Endesa Chile fundó su demanda en los graves incumplimientos incurridos por el Consorcio, entre los que se encuentran: el incumplimiento

grave de la fecha contractual del término de las obras, la falta de pago a subcontratistas y proveedores, lo que ha obligado a Endesa a tener que asumir parte de sus compromisos, todo ello con el fin de evitar una situación de paralización total de la obra; incumplimiento grave del cronograma de las etapas intermedias de control pactadas;; incumplimiento del plazo de entrega de las obras "Open Book"; así como falta de cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente pactadas y de las normas administrativas prescritas para la gestión del Contrato, entre otros graves incumplimientos de igual entidad.

Por su parte, SES inició acciones ante la Cámara (Rol 1924/CA) solicitando se declarara ilegal el cobro de las boletas de garantía efectuado por Endesa Chile.

Con fecha 04.01.2013 Endesa Chile notificó al Consorcio el término anticipado del Contrato por incumplimiento grave de sus obligaciones, todo ello conforme a las normas prescritas en el Contrato.

En cuanto al estado procesal, en el mes de enero 2013, los integrantes del Consorcio SES-TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile y junto con ello, han demandado reconventionalmente a Endesa Chile por un importe de US\$MM1.294, en el caso de Tecnimont, y US\$MM15, en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las demandas reconventionales interpuestas en su contra, solicitando el rechazo de las mismas por ser inadmisibles e improcedentes.

En cuanto al procedimiento iniciado por SES (Rol 1924/CA), se encuentra pendiente la solicitud de consolidación con el juicio Rol 19015 iniciado por Endesa Chile ante la misma Cámara. Del mismo modo, a la fecha, se encuentra pendiente el nombramiento del Presidente del Panel Arbitral, teniendo en cuenta que cada parte ha designado el árbitro a que tiene derecho. Una vez efectuado este nombramiento, se fijarán las reglas de procedimiento y se determinarán las distintas etapas del juicio arbitra

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. 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 este préstamo 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, Endesa Chile en febrero 2013 y Enersis en abril 2013, 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 febrero 2016 y abril 2016, respectivamente.

En los bonos de Enersis S.A. y Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlos los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis S.A. y Endesa Chile. El último Yankee Bond de Enersis S.A. vence en diciembre de 2026, y el de Endesa Chile en febrero de 2027.

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 \$ 592.623 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 los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2013, el Patrimonio de Enersis S.A. fue de \$ 8.007.515 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 los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2013, la Razón de Endeudamiento fue de 0,79.
- 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 31 de marzo de 2013, la relación mencionada fue de 1,98.

Los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de marzo de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Enersis S.A. era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al bono local Serie B2, que vence en junio de 2022.

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 los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,38.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 756.977 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de marzo de 2013, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.569.753 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 31 de marzo de 2013, la relación mencionada fue de 5,96.
- 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 31 de marzo de 2013, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 475,0 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 los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2013, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,36.

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.

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

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

En el caso de Endesa Chile, al 31 de marzo de 2013, 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: Razón de Endeudamiento, Razón de Apalancamiento, Razón Deuda a Patrimonio y Capacidad de pago de la deuda (Razón Deuda/EBITDA). Al 31 de marzo de 2013, 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. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Razón de Apalancamiento. Al 31 de marzo de 2013, el covenant financiero más restrictivo de Piura era la Razón de Apalancamiento correspondiente al contrato de leasing por Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en marzo de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de marzo 2013, 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 su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de marzo de 2013, 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 First Boston International con vencimiento en abril 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 31 de marzo de 2013, 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 el caso de Dock Sud, esta compañía tiene un solo covenant que es el de Capacidad Pago Deuda (Ratio EBITDA/Gasto de intereses neto), correspondiente al crédito del BEI con vencimiento en septiembre de 2013.

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 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, 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 a la fecha 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 26 de septiembre de 2012. Endesa Costanera tampoco ha efectuado el pago de una segunda cuota por US\$ 17 millones que venció el 30 de septiembre de 2012, no habiendo recibido dispensa por este otro incumplimiento. El periodo de gracia de esta cuota expiró el 29 de marzo de 2013. Por último, Endesa Costanera tampoco ha efectuado el pago de la cuota de US\$ 15,4 millones que venció el 31 de marzo de 2013. Bajo los términos del contrato 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 Endesa Chile.

34.5 Otras informaciones.

- Nuestra filial argentina Endesa Costanera está presentando déficit en su capital de trabajo y Patrimonio negativo en su Estado de Situación Financiera Estatutario, a causa de las dificultades que está teniendo para obtener ajustes tarifarios que recojan los costos reales de generación, provocando 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. Con fecha 14 de noviembre de 2012 el ENRE, mediante Resolución N° 337/2012 informó que el “Veedor” se mantendrá por otros 45 días hábiles 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 ha presentado los recursos correspondientes ante la ENRE cada vez que ha ocurrido la prórroga.

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, al 31 de marzo de 2013, 31 de diciembre de 2012 y 1 de enero de 2012, era la siguiente:

País	31-03-2013				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	95	2.007	302	2.404	2.380
Argentina	42	2.518	993	3.553	3.557
Brasil	34	2.403	265	2.702	2.683
Perú	18	759	163	940	940
Colombia	26	1.499	33	1.558	1.541
Total	215	9.186	1.756	11.157	11.100

País	31-12-2012				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	83	1.953	297	2.333	2.322
Argentina	40	2.427	982	3.449	3.362
Brasil	34	2.368	260	2.662	2.741
Perú	20	691	159	870	841
Colombia	27	1.461	33	1.521	1.517
Total	204	8.900	1.731	10.835	10.783

País	01-01-2012				Promedio del período (*)
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	88	1.859	321	2.268	2.394
Argentina	43	2.401	883	3.327	3.242
Brasil	40	2.414	310	2.764	2.780
Perú	20	624	153	797	854
Colombia	27	1.422	34	1.483	1.526
Total	218	8.720	1.701	10.639	10.796

(*) Incorpora las plantillas medias de Cam y Synapsis hasta el momento de su venta. Ver nota 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\$ 662.482.. Endesa Chile ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Endesa Chile presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, el que a la fecha se encuentra pendiente.
- En el ejercicio 2012 se emitió Giro del Servicio de Impuestos Internos (SII) por el uso excesivo como crédito de contribuciones por el Año Tributario 2010, estableciéndose intereses y multas por un monto de M\$13.151, la cual fue pagada el 28.03.2013.
- Durante el ejercicio 2012 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) por el black out de 24.09.2011 con una multa de 1.200 UTA (Unidad Tributaria Anual), equivalentes a M\$577.224. Endesa Chile dedujo recurso de reposición administrativa ante la misma SEC, el que fue denegado por Resolución Exenta N° 703, de 25 de marzo de 2013, confirmándose con ello la multa aplicada. A la fecha, se encuentra pendiente el plazo para deducir recurso de reclamación eléctrica ante la Corte de Apelaciones.

2.- Transquillota

- En el ejercicio 2012 la sociedad Transquillota S.A. en la cual Endesa participa en un 50% y en el otro 50% participa Colbún, fue auditada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) por un Programa de acreditación de gastos, considerando el SII que ciertas partidas como la depreciación por Activo Fijo no se había efectuado en la forma debida. Debido a lo anterior se presentó reconsideración administrativa de la Revisión de la Actuación Fiscalizadora (RAF) explicando las diferencias, acogiéndose las explicaciones de la empresa y rebajándose los intereses y multas a pagar al monto de M\$ 19.208 el cual fue pagado con fecha 27.03.2013. Endesa sólo participa en un 50% del pago, estos es, de M\$ 9.604.

3.- 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:

- i) 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.
- ii) A los Directores que integraban el Comité de Directores de la sociedad a la fecha de celebración del mentado contrato, se les sancionó por no haber evacuado, según resolución de 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, quiénes 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 las cuales fueron declaradas y pagadas en Tesorería.

- 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\$ 288.996.. Pehuenche ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Pehuenche presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, el que a la fecha se encuentra pendiente.

4.- Chilectra S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre 2012, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de M\$1.050.663. 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.
- Para el período terminado al 31 de marzo 2013, Chilectra S.A. ha sido sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 2 multas por diversas causas relacionadas con el suministro eléctrico y las instalaciones, por un monto de M\$26.456.

5.- Edelnor S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Edelnor S.A. ha sido sancionada 5 multas vinculadas a determinación de impuesto renta años 2007 y 2008 por un monto de soles peruanos S/17.057.205 (M\$ 3.210.500). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivo.
- También durante el ejercicio 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERG) le impuso 19 sanciones a Edelnor S.A. por incumplimiento de normas de calidad técnica y comercial por un monto de soles peruanos S/463.645,77 (M\$ 87.267) y en 2011 cuarenta y siete sanciones por un monto de soles peruanos S/717.000 (M\$ 138.081).

6.- Edesur S.A.

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Edesur S.A. ha sido sancionada por Ente Regulador de Energía (ENRE) con 819 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de M\$ 1.326.379 (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).

7.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón (HECSA) ha sido multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de ciertas obligaciones del Contrato de Concesión por un monto de M\$ 299.511 (M\$ 3.069 de pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo por lo que dichas sentencia no se encuentra firme.
- Asimismo, el mencionado organismo impuso a HECSA una multa de M\$3.913 (M\$ 43 pesos argentinos) por incumplimiento del deber de informar.
- Finalmente, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 1.819 (M\$ 20 pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

8.- Endesa Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 4.363.826 (M\$ 47.949 pesos argentinos). Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 4.640 (M\$ 51 pesos argentinos). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.

9.- Ampla Energía S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre 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\$ 673.664 (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 31 de diciembre 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\$ 1.759.573 (MR\$ 7.478 reales brasileños). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivo.

10.- Coelce

- Para el período terminado al 31 de diciembre 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\$ 162.122 (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).
- Para el período terminado al 31 de marzo de 2013, la sociedad ha sido sancionada con 5 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por las siguientes motivaciones: a) incumplimientos de norma técnicas y comerciales por un monto de M\$ 898.071 (MR\$ 3.831 reales brasileños), b) incumplimientos de los niveles de tensión por un monto de M\$ 8.875 (MR\$ 37,8 reales brasileños) y c) por el cobro indebido de municipios (siete) por un monto de M\$ 1.370.022 (MR\$ 5.844,9 reales brasileños). Coelce presentó *recurso administrativo* para cuatro de las cinco sanciones recibidas, habiendo sido pagada la quinta, pues el valor original fue reducido de M\$ 27.775 (MR\$ 118,5 reales brasileños) a M\$ 3.017 (MR\$12,9 reales brasileños).

11.- Edegel

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue notificada por la Administración Tributaria (SUNAT) con resoluciones de determinación y multa referidas a supuestas omisiones en la determinación del Impuesto a la renta del ejercicio 2006. La contingencia asociada a estas acotaciones actualizada al 31 de marzo de 2013 fue S/. 27,858,269.46 (M\$ 5.079.158) (incluidos multas e intereses). El recurso de apelación interpuesto por la compañía se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, la Administración Tributaria (SUNAT) ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38,433,190.24 (M\$ 7.097.795) por concepto tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el impuesto a la renta del ejercicio 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. ha presentado una demanda contencioso-administrativa.
- En agosto de 2012, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18,250.00 (5 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) (M\$ 3.435) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.

12.- Empresa Electrica de Piura

- En noviembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 13,140.00 (M\$ 2.473) (3.60 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) incumplimiento a las obligaciones contenidas en los artículos 49 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM) y artículo 59° del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM); y (ii) presentar información falsa en la Declaración Jurada N° 967-19681-20111018-102524-74, respecto a las preguntas 2.1 y 2.10 del cuestionario aplicable a los consumidores directos de combustibles líquidos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7005.00, (M\$ 1.282) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.

13.- Chinango S.A.C.

- En el mes de mayo de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 40,150.00 (M\$ 7.557) (11 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) no haber cumplido con el plazo para la entrega de información referida a la calidad de producto, respecto a los archivos fuente – NTCSE; y (ii) por haber reportado los archivos RIN y C11 con errores (información no veraz) de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicha multa fue cancelada
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/.18,250.00 (M\$ 3.435) (5 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones al indicador CCIT; (ii) no haber cumplido con el plazo de entrega de información; y (iii) haber remitido 2 reportes RIN y RD vacíos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Tribunal de apelaciones y sanciones el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente S/. 29,200.00 (M\$ 5.496) (8 Unidad Impositiva Tributaria - UIT), al declarar infundado el recurso de apelación interpuesto por Chinango S.A.C. contra la Resolución de Gerencia General N° 014801, la cual impuso una sanción por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica (“NTCSE”), correspondiente al primer semestre 2010 y la confirmó en todos sus extremos. Dicha multa fue cancelada.

14.- Emgesa

- Mediante Resolución 110 de agosto de 2012 el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH- impuso una sanción a la compañía de aproximadamente USD 55 mil (M\$ 25.962), por considerar que no se dio cumplimiento a la normativa y a los procedimientos establecidos en caso de hallazgos arqueológicos como los ocurridos entre los días 3 al 6 de abril de 2011 en zona del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. En contra de la resolución antes mencionada, Emgesa presentó recurso, sin embargo el ICANH, mediante Resolución 149 del 22 de octubre de 2012, confirmó la sanción.

15.- Codensa

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa sanciones en materia de violación de normas por una suma M\$98.896 (M\$ 25.479).

16.- 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

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 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 16 de abril de 2013, Enersis S.A. informó que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día de hoy, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°86) , y un dividendo adicional , que ascienden a un total de \$ 188.675.260.500. Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N° 86 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N° 87, ascendente a \$ 148.991.647.050, lo que equivale a \$ 3,03489 por acción.

- Con fecha 16 de abril de 2013, Enersis S.A. informó que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día de hoy, se designó un nuevo Directorio de la compañía por un período de tres años , conformado por las siguientes personas:

Sr. Pablo Yrarrázaval Valdés
Sr. Borja Prado Eulate
Sr. Andrea Brentan
Sr. Luigi Ferraris
Sr. Hernán Somerville Senn
Sr. Leonidas Vial Echeverría
Sr. Rafael Fernández Morandé

En sesión de Directorio celebrada, a continuación de la mencionada junta ordinaria de accionistas , fue elegido como Presidente del Directorio don Pablo Yrarrázaval Valdés, como Vicepresidente del Directorio, don Borja Prado Eulate y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Leonidas Vial Echeverría y Rafael Fernández Morandé. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N° 1.956 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa que los tres Directores antes señalados son directores independientes.

Finalmente, se comunica que el Directorio de Enersis S.A. ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores al director señor Hernán Somerville Senn.

CHILECTRA

- Con fecha 16 de abril de 2013, nuestra filial Chilectra S.A. informó que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día de hoy , se acordó la distribución y pago del Dividendo Definitivo con cargo a la utilidades del ejercicio 2012. El pago se realizará el día 10 de mayo de 2013 y se pagará un valor de \$ 43,73723 por acción.

ENDESA CHILE

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada con fecha 15 de Abril de 2013, se acordó pagar en dinero y con cargo a las utilidades del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, el saldo del dividendo definitivo de \$ 11,24302 por acción.

Dicho dividendo será pagado a partir del 09 de mayo de 2013, a los accionistas inscritos en el respectivo registro a la medianoche del quinto día hábil anterior a dicha fecha.

PEHUENCHE

- En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 12 de abril de 2013, se ha acordado distribuir un dividendo definitivo por acción de \$420,644831. Después de descontar los tres dividendos provisorios pagados durante el ejercicio 2012, con cargo a la utilidad del ejercicio, el saldo a distribuir será de \$62,159405 por acción.

Atendido lo anterior, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo ascendente a \$62,159405 por acción a contar del 26 de abril de 2013.

- En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 12 de abril de 2013, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un período de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma.

El directorio quedó conformado por las siguientes personas los Señores Fernando Gardeweg Ried, Humberto Espejo Paluz, Alan Fischer Hill, Alejandro García Chacón y Fernando Prieto Plaza.

- En sesión ordinaria de directorio, de fecha 23 de abril, el directorio acordó designar como Presidente del directorio y de la sociedad al señor Alan Fischer Hill.

En el período comprendido entre el 31 de marzo de 2013 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros no han ocurrido otros hechos de carácter financiero contable que afecten significativamente la interpretación de estos estados financieros.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de abril de 2013 y la fecha de emisión de los estados financieros.

38. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de marzo de 2013 y 2012, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-03-2013 M\$	31-03-2012 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.	269.803	130.242
Pehuenche	Gastos medio ambiente	1.044	522
Chinango	Protección del aire y del clima, gestión de aguas residuales, recuperación del suelo y agua, reducción de ruidos y las vibraciones, protección de la biodiversidad y paisajística.	49.544	-
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones y restauraciones.	91.926	115.114
Chilectra	Control de maleza en recintos de subestaciones, poda de árboles en AT, mateción de jardines, sólidos contaminados con aceites.	261.846	194.930
Edesur S.A.	Disposición final de residuos y elementos contaminantes.	5.647	1.216
Total		679.810	442.024

39. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE ASOCIADAS.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales asociadas al 31 de marzo de 2013 y 31 de diciembre de 2012, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

Estados financieros	31-03-2013								
	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\$	
Chilectra S.A.	consolidado	165.510.242	1.148.636.421	1.314.146.663	(168.624.312)	(82.997.772)	(251.622.085)	233.411.749	(195.692.811)
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	32.408.726	35.248.070	67.656.796	(3.213.492)	(432.792)	(3.646.284)	1.398.154	(1.109.115)
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.503.214	268.293	4.771.507	(3.211.466)	(673.884)	(3.885.350)	1.487.620	(1.983.739)
Inversiones Distirflima S.A.	separado	19.233.790	43.893.766	63.127.555	-	(2.293)	(2.293)	-	5.578.850
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	68.819.775	447.560.410	516.380.185	(108.169.599)	(212.774.023)	(320.943.622)	96.653.160	(86.991.813)
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	579.204.492	3.239.699.392	3.818.903.884	(584.579.161)	(785.492.279)	(1.370.071.439)	247.275.106	(195.068.956)
Endesa Eco S.A.	separado	93.665.083	69.697.978	163.363.060	(146.481.757)	(2.473.885)	(148.955.642)	748.370	(3.842.137)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	27.874.154	224.764.196	252.638.350	(19.134.301)	(43.692.842)	(62.827.143)	37.058.316	(15.294.341)
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	66.828.014	199.474.980	266.302.994	(113.023.800)	(22.290.428)	(135.314.229)	62.305.713	(53.216.101)
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	10.951.317	72.141.175	83.092.493	(2.431.115)	(4.450.610)	(6.881.726)	10.107.972	(10.232.297)
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	8.786.903	13.169.665	21.956.567	(3.069.930)	(8.896.453)	(11.966.384)	3.431.688	(1.759.223)
Endesa Argentina S.A.	separado	17.463.779	28.979.296	46.443.075	(1.558.049)	-	(1.558.049)	-	420.328
Endesa Costanera S.A.	separado	20.541.586	109.566.388	130.107.975	(188.860.676)	(10.687.228)	(199.547.904)	46.213.733	(56.076.653)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	13.120.053	141.236.851	154.356.903	(27.754.659)	(43.142.522)	(70.897.181)	8.217.254	(6.170.084)
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	252.796.898	1.507.081.884	1.759.878.782	(335.570.139)	(709.914.938)	(1.045.485.077)	153.429.577	(101.542.002)
Generandes Perú S.A.	separado	10.230.731	197.054.856	207.285.587	(9.928.382)	-	(9.928.382)	-	10.108.554
Etegeel S.A.A.	separado	79.941.564	661.298.842	741.240.406	(81.024.478)	(228.724.216)	(309.748.694)	58.231.699	(40.566.884)
Chirango S.A.C.	separado	7.001.315	103.081.462	110.082.778	(13.144.339)	(34.956.625)	(48.100.963)	6.863.616	(4.205.984)
Endesa Brasil S.A.	separado	288.888.930	911.081.261	1.199.970.292	(7.213.719)	(126.733)	(7.340.452)	-	2.068.907
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	70.123.490	134.646.490	204.769.980	(25.516.087)	(26.996.642)	(52.512.729)	41.380.255	(32.668.202)
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	116.842.828	102.487.736	219.330.564	(14.402.618)	(2.169.453)	(16.572.071)	32.206.093	(14.368.341)
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	30.362.889	243.955.921	274.318.810	(118.158.313)	(8.011.859)	(126.170.172)	16.136.734	(8.991.232)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.459.357	3.590.499	20.049.856	(4.432.546)	(15.169.065)	(19.601.610)	543.966	(926.966)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	217.345.348	681.473.833	898.819.181	(165.589.995)	(307.422.885)	(473.012.880)	166.408.684	(156.788.950)
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	3.739.572	175.093	3.914.665	(1.628.287)	-	(1.628.287)	1.459.826	(1.086.432)
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	251.717.518	1.079.050.600	1.330.768.118	(258.703.297)	(520.727.231)	(779.430.528)	241.993.387	(208.540.695)
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	1.220.528	84.842.871	86.063.398	(40.235.998)	-	(40.235.998)	-	(718.636)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	206.528.823	894.241.564	1.100.770.387	(394.033.009)	(232.564.314)	(626.597.323)	200.992.029	(169.108.158)
Inversora Codensa S.A.	separado	883	73	956	(44)	-	(44)	-	(34)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	73.717.808	247.602.309	321.320.117	(405.247.109)	(17.265.491)	(422.512.600)	78.557.340	(114.495.278)
Generalima, S.A.C.	separado	2.938.456	-	2.938.456	-	-	-	66.670	-
Endesa Cernsa, S.A.	separado	2.980.671	29.222.165	32.202.836	(5.445.244)	-	(5.445.244)	-	(241.831)
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	44.791.382	881.638	45.673.020	(39.854.524)	-	(39.854.524)	570.748	(522.622)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	consolidado	36.506.328	92.836.873	129.343.201	(124.557.360)	(15.448.880)	(140.006.240)	17.944.476	(21.820.062)
Cono Sur Participaciones, S.L.U.	consolidado	25.867.920	70.040.618	95.908.538	(10.625.317)	(38.792.901)	(49.418.218)	7.745.885	(6.472.194)

31-12-2012									
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\$	
Chilectra S.A.	consolidado	161.687.282	1.141.771.229	1.303.458.511	(195.903.831)	(70.857.008)	(266.760.840)	984.738.419	(808.977.250)
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	33.271.372	35.410.602	68.681.974	(4.487.954)	(473.280)	(4.961.234)	17.778.449	(5.170.257)
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.302.210	327.443	4.629.653	(2.580.716)	(686.662)	(3.247.378)	6.205.706	(5.759.649)
Inversiones DistriLima S.A.	separado	14.081.778	45.150.539	59.232.317	(1.690)	-	(1.690)	-	13.767.559
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	69.076.427	456.628.436	525.604.863	(121.208.497)	(202.239.406)	(323.447.903)	384.915.601	(344.989.210)
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	629.902.712	3.231.692.665	3.861.595.377	(658.103.026)	(791.579.065)	(1.449.682.091)	1.197.942.546	(1.006.425.543)
Endesa Eco S.A.	separado	96.858.959	69.458.787	166.317.746	(146.333.479)	(2.483.081)	(148.816.560)	8.847.825	(15.201.240)
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	53.256.062	226.690.237	279.946.298	(67.804.287)	(44.094.780)	(111.899.067)	374.992.088	(117.294.279)
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	51.106.086	201.289.793	252.395.879	(106.039.552)	(21.730.290)	(127.769.842)	279.024.743	(223.910.404)
Empresa Eléctrica Panque S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	21.743.845	(10.100.977)
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	18.675.677	72.323.119	90.998.796	(10.274.500)	(4.390.710)	(14.665.210)	38.465.717	(53.695.291)
Inversiones Endesa Norte S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	755.617	(543.185)
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	5.671.843	14.638.326	20.310.169	(2.924.404)	(9.068.755)	(11.993.159)	9.553.607	(1.237.412)
Endesa Argentina S.A.	separado	13.909.791	30.612.330	44.522.121	(456.855)	(4.479.929)	(4.936.785)	-	3.123.830
Endesa Costanera S.A.	separado	26.248.574	116.055.733	142.754.307	(195.463.171)	(10.460.347)	(205.923.518)	295.139.838	(343.984.979)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	15.500.507	148.052.530	163.553.037	(29.439.486)	(48.058.461)	(77.497.947)	49.195.031	(34.796.083)
Emgasa S.A. E.S.P.	separado	285.737.507	1.558.061.492	1.843.799.000	(179.589.763)	(757.392.282)	(936.982.045)	580.343.060	(379.082.030)
Generandes Perú S.A.	separado	190.469	202.696.962	202.887.432	(8.235)	-	(8.235)	-	18.720.477
Edegel S.A.A.	separado	73.195.465	686.321.901	759.517.366	(71.852.384)	(241.375.405)	(313.227.789)	250.100.131	(204.017.304)
Chinango S.A.C.	separado	6.997.326	107.354.750	114.352.076	(9.156.459)	(40.761.605)	(49.918.064)	30.172.752	(18.065.793)
Endesa Brasil S.A.	separado	286.665.587	904.628.344	1.191.293.931	(8.533.833)	(123.494)	(8.657.327)	-	186.136.751
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	separado	64.532.319	134.844.881	199.377.199	(29.555.112)	(27.185.680)	(56.740.793)	139.185.606	(103.146.050)
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	97.545.413	103.210.600	200.756.012	(14.682.311)	(2.283.384)	(16.965.695)	155.195.046	(47.917.978)
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	26.050.134	246.005.938	272.056.073	(123.971.364)	(7.980.532)	(131.951.896)	67.804.297	(48.586.909)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.674.370	3.631.634	20.306.004	(4.285.854)	(15.150.911)	(19.436.765)	2.469.289	(3.712.947)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	199.077.008	675.770.287	874.847.295	(151.866.527)	(309.820.751)	(461.687.277)	808.410.729	(707.717.165)
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	3.113.907	173.146	3.287.053	(1.384.682)	-	(1.384.682)	5.800.382	(4.271.001)
Ampla Energia E Serviços S.A.	separado	196.988.364	1.037.583.848	1.234.572.212	(214.914.707)	(505.685.786)	(720.600.493)	1.074.237.206	(956.894.024)
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	1.901.905	84.277.315	86.179.219	(39.947.575)	-	(39.947.575)	-	7.785.179
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energia	separado	248.758.236	944.909.089	1.193.667.325	(279.593.196)	(311.739.451)	(591.332.647)	851.231.201	(708.926.803)
Inversora Codensa S.A.	separado	925	77	1.002	(11)	-	(11)	-	(141)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	75.393.800	249.249.900	324.643.700	(376.427.291)	(17.990.925)	(394.418.216)	321.242.024	(402.048.323)

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

Este anexo es parte de la nota 2.4 "Entidades filiales".
Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de 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%	85,95%	99,63%	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%	85,95%	99,63%	13,68%	78,25%	91,93%	Filial	Brasil	Producción, Transmisión, Transformación, Distribución Y Comercio de Energía Eléctrica
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
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,99%	69,99%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución 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
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%	36,01%	48,48%	12,47%	9,35%	21,82%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.783.220-0	Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	95,61%	95,61%	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	Cono Sur Participaciones, S.L.U.	Euro	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	España	Sociedad de Cartera
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
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	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	Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	0,00%	48,47%	48,47%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%	0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Panama	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	64,98%	100,00%	35,02%	30,15%	65,17%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%	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
Extranjero	Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	
96.589.170-6	Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	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%	77,94%	100,00%	22,06%	49,46%	71,52%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	45,00%	0,00%	45,00%	45,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
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
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%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generalina, S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	0,00%	61,00%	61,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
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 Distriima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	34,99%	15,38%	50,37%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
96.887.060-2	Inversiones Endesa Norte S.A. (3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Inversiones Proyectos Energéticos Norte de Chile
En trámite	Inversiones Sudamerica Ltda.	Peso Chileno	100,00%	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de 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
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
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	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 2013 y ejercicio 2012

Sociedad	% Participación				% Participación			
	a 31 de marzo de 2013				a 31 de diciembre de 2012			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Dock Sud, S.A.	0,00%	69,99%	69,99%	Integración global	-	-	-	
Cono Sur Participaciones, S.L.U.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	0,00%	96,50%	96,50%	Integración global	-	-	-	
Endesa Cemsa S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Generalina, S.A.C.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	
Inversora Dock Sud, S.A.	0,00%	57,14%	57,14%	Integración global	-	-	-	
Inversiones Sudamerica Ltda.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	

Ver nota 2.4.1 y 24.1.1.

No hubo exclusiones del perímetro de consolidación durante el periodo 2013 y ejercicio 2012.

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/03/2013			% Participación a 31/12/2012			Tipo de relación	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%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile.S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	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%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
76.014.570-K	Inversiones Gas Atacama Holding Ltda.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo forma parte de la nota 18 "Otros pasivos financieros".
A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2013	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2013	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2012	Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012	Vencimiento			Total No Corriente al 01/01/2012	
			Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS		MS	MS	Tres a Cinco Años MS		Más de Cinco Años MS	MS		MS	Tres a Doce Meses MS	MS		Tres a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS		MS	MS	MS		Tres a Doce Meses MS
Chile	US\$	1,71%	833.911	2.380.635	3.214.546	96.807.266	-	-	96.807.266	818.386	2.531.449	3.349.835	96.982.459	-	-	96.982.459	906.389	3.359.497	4.265.886	109.631.899	876.746	-	-	110.508.645
Chile	Ch\$	4,83%	128	-	128	-	-	-	371	-	371	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,96%	3.885.532	2.026.793	5.912.325	15.871.614	36.204.903	-	52.076.517	2.214.895	1.865.048	4.079.943	14.173.501	27.830.814	12.109.598	54.113.913	2.810.297	10.519.166	13.329.463	7.894.024	25.087.748	26.158.087	-	59.109.859
Perú	Soles	5,56%	320.320	978.959	1.305.279	1.305.279	19.746.543	4.456.809	26.813.915	336.886	1.010.593	1.347.479	27.945.801	431.794	9.719.488	28.665.289	2.987.507	3.419.301	6.406.808	3.362.965	38.373.491	18.754.657	-	57.128.147
Argentina	US\$	7,89%	5.774.872	7.395.719	13.170.591	6.131.719	-	-	6.131.719	6.845.061	5.093.612	11.938.673	7.636.715	-	-	7.636.715	2.662.019	9.436.481	12.098.500	17.142.594	1.612.063	-	-	18.754.657
Argentina	\$ Arg	21,61%	26.275.925	26.724.947	53.000.872	6.253.080	-	-	6.253.080	29.510.090	30.335.750	59.845.840	11.637.995	-	-	11.637.995	37.689.501	28.405.542	66.095.043	47.915.942	2.458.440	-	-	50.374.382
Colombia	\$ Col	9,20%	1.831.947	5.495.841	7.327.788	24.483.959	31.381.227	56.318.576	111.183.762	1.900.127	5.700.379	7.600.506	25.790.155	33.390.101	60.191.993	119.321.249	1.338.154	82.134.906	83.473.060	-	-	-	-	119.321.249
Brazil	US\$	7,78%	3.441.792	4.319.870	7.761.662	15.942.475	2.060.577	16.668.979	2.060.577	7.492.580	9.553.157	16.343.599	8.949.758	2.144.472	27.437.829	644.936	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.599	-	-	41.762.730
Brazil	Real	7,45%	7.557.444	24.035.241	31.592.685	-	-	-	-	5.278.565	24.723.805	30.002.370	-	-	-	-	30.524.862	175.096.068	205.620.930	142.254.517	90.580.272	8.209.057	-	241.043.846
Total			49.927.871	73.358.005	123.285.876	170.100.676	95.998.600	62.835.962	328.935.238	47.374.176	78.753.216	126.127.392	177.459.336	79.839.161	89.977.464	347.275.961	77.007.952	324.538.353	401.546.305	345.704.646	138.492.715	79.093.234	563.290.959	

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	31 de marzo de 2013						31 de diciembre de 2012						1 de enero de 2012											
							Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente								
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
Extranjera	Ampla	Brazil	Unibanco	Real	10,27%	10,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Ampla	Brazil	Bradesco	Real	9,75%	5,65%	-	-	-	-	-	-	4.723.977	-	-	-	-	-	-	5.982.354	13.453.719	19.436.073	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brazil	Banco do Brasil	Real	7,54%	7,64%	441.938	24.035.241	24.477.179	-	-	-	54.588	24.723.805	25.278.393	-	-	-	-	875.019	2.942.372	3.817.391	30.333.452	-	-	-	-	30.333.452		
Extranjera	Ampla	Brazil	Banco HSBC	Real	9,93%	9,77%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	632.464	22.045.700	22.678.164	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brazil	Banco Itaú	Real	10,12%	10,20%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	57.479	1.964.473	2.021.952	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla	Brazil	Eletrobras	Real	6,50%	6,50%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	339.935	1.111.948	1.451.883	2.916.206	5.539.073	725.103	-	-	9.180.382		
Extranjera	Ampla	Brazil	Bndes	Real	9,06%	9,06%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.488.408	16.888.622	23.377.030	33.192.137	52.961.281	3.133.364	-	-	89.286.782		
Extranjera	Ampla	Brazil	Banco Afia	Real	6,97%	7,25%	7.115.506	-	7.115.506	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.779.341	12.975.006	14.754.347	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	CGIF Fortaleza	Brazil	IFC - A	US\$	8,02%	8,10%	1.432.387	1.929.270	3.361.657	6.658.504	6.561.074	-	13.219.578	276.453	3.174.804	3.451.457	6.851.156	6.773.346	-	13.624.500	34.277	3.510.015	3.854.292	7.427.750	7.100.739	4.604.499	-	-	19.132.988	
Extranjera	CGIF Fortaleza	Brazil	IFC - B	US\$	2,81%	2,79%	1.908.947	2.089.287	3.998.234	8.480.469	-	-	8.480.469	91.824	4.013.748	4.105.994	8.681.755	-	-	-	8.681.755	114.099	4.162.847	4.276.946	8.990.990	4.836.251	-	-	13.826.241	
Extranjera	CGIF Fortaleza	Brazil	IFC - C	US\$	12,16%	12,45%	100.438	301.313	401.751	803.502	2.104.853	2.060.577	-	4.968.932	101.336	304.008	405.344	810.688	2.176.412	2.144.472	-	5.131.572	108.598	365.176	474.774	875.946	5.584.166	-	-	6.460.112
Extranjera	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Brazil	Santander	Real	11,61%	11,80%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94.800.570-ENERSIS S.A.	Chilectra S.A.	Chile	Lineas de credito bancarias	Ch\$	6,60%	6,60%	50	-	50	-	-	-	46	-	-	46	-	-	-	-	1.801.366	59.020.877	60.822.243	-	-	-	-	-	-	
94.271.000-ENERSIS S.A.	Chile	Chile	Banco Santander Chile	Ch\$	2,10%	2,10%	78	-	78	-	-	-	53	-	-	53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brazil	Banco Europeo de Investimentos	US\$	5,49%	5,49%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brazil	Eletrobras	Real	6,46%	6,46%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.721.402	4.747.644	6.469.046	6.943.102	16.832.769	4.350.590	-	-	30.126.461	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brazil	Banco do Brasil	Real	15,61%	15,61%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.310.254	4.235.607	5.545.861	5.443.423	-	-	-	-	15.443.423	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brazil	Bndes	Real	9,52%	9,52%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.231.834	30.273.652	39.505.486	56.108.514	15.247.149	-	-	-	71.355.663	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brazil	Banco do Nordeste	Real	7,78%	7,78%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	259.136	3.894.056	4.153.191	5.317.683	-	-	-	-	5.317.683	
Extranjera	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Brazil	Banco Europeo de Investimentos	US\$	5,49%	5,49%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	58.889	4.387.814	4.446.703	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Generalma S.A.	Perú	Banco de Credito	US\$	0,97%	0,97%	3.305.087	-	3.305.087	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edinor	Perú	Banco de Credito	Soles	5,43%	5,32%	40.454	121.362	161.816	323.633	2.286.452	751.148	3.361.233	41.569	124.706	166.275	332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413	165.304	305.625	-	-	-	-	3.584.598	3.890.223
Extranjera	Edinor	Perú	Banco de Credito	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-	-	-	-	-	58.199	174.596	232.795	465.990	1.470.611	2.965.089	4.901.290	66.638	203.903	264.541	489.101	-	-	-	-	5.157.627	5.646.728
Extranjera	Edinor	Perú	Banco de Interbank	Soles	6,90%	6,73%	86.301	258.903	345.204	690.410	6.180.319	-	6.870.729	32.026	96.077	128.103	256.207	2.016.376	2.270.588	32.758	110.153	142.911	264.223	-	-	-	-	-	2.430.861	2.695.084
Extranjera	Edinor	Perú	Banco Continental	Soles	5,43%	5,32%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.201	333.576	432.777	800.145	-	-	-	-	9.525.160	10.325.305
Extranjera	Edinor	Perú	Banco de Credito	Soles	5,43%	5,32%	40.454	121.362	161.816	323.633	2.286.452	751.148	3.361.233	41.569	124.706	166.275	332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413	165.304	305.625	-	-	-	-	3.584.598	3.890.223
Extranjera	Edinor	Perú	Banco de Credito	Soles	5,43%	5,32%	40.454	121.362	161.816	323.633	2.286.452	751.148	3.361.233	41.569	124.706	166.275	332.548	1.050.422	2.117.918	3.500.888	37.891	127.413								

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2013 MS	Vencimiento		Total No Corriente al 31/03/2013 MS	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2012 MS	Vencimiento		Total No Corriente al 31/12/2012 MS	Vencimiento		Total Corriente al 01/01/2012 MS	Vencimiento		Total No Corriente al 01/01/2012 MS		
			Uno a Tres Meses MS	Tres a Doce Meses MS		Uno a Tres Años MS	Tres a Cinco Años MS		Más de Cinco Años MS	Uno a Tres Años MS		Tres a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS		Uno a Tres Años MS	Tres a Cinco Años MS		Más de Cinco Años MS	Uno a Tres Años MS		Tres a Cinco Años MS	Más de Cinco Años MS
			MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS		MS	MS
Chile	US\$	7.71%	15,063.782	387.302.412	402.366.194	149.915.119	149.588.711	397.004.038	696.507.868	14.737.200	230.223.447	244.960.647	321.100.837	152.916.883	397.654.469	871.674.189	22.439.241	48.971.036	71.410.277			
Chile	U.F.	5.57%	8.451.272	17.943.350	26.394.622	51.747.946	50.342.794	399.796.697	501.887.437	6.471.264	26.447.107	32.918.371	64.353.555	62.344.872	439.118.433	80.202.457	89.539.138	283.688.193				
Perú	US\$	6.89%	605.601	1.816.798	2.422.399	11.629.371	16.740.968	17.215.139	45.585.478	628.048	1.884.143	2.512.191	12.047.614	12.454.106	27.585.830	47.087.550	853.625	2.238.831	3.092.546			
Perú	Soles	6.48%	14.760.659	30.158.061	44.918.740	78.565.781	24.726.632	85.619.937	188.912.350	23.539.322	33.223.851	56.763.173	82.309.019	33.223.851	70.650.808	186.166.663	31.909.724	12.282.792	50.122.516			
Argentina	\$ Arg	0.00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	116.551	4.100.169	4.216.720				
Colombia	\$ Col	7.47%	15.926.407	185.579.766	181.506.173	226.727.815	228.501.769	591.498.291	1.046.727.875	41.109.039	101.282.166	142.391.205	299.961.187	293.630.963	646.033.188	1.239.625.338	17.854.990	68.624.369	86.479.359			
Brasil	Real	13.44%	12.054.118	61.707.636	73.761.754	145.018.221	203.610.459	98.914.995	447.543.675	9.870.157	55.941.012	65.811.169	132.005.212	195.057.347	97.529.513	424.592.072	11.815.750	134.615.237	146.430.987			
			66.861.839	664.508.043	731.369.882	663.604.253	673.511.333	1.590.049.097	2.927.164.683	96.355.030	449.001.726	545.356.756	911.777.424	749.613.007	1.673.572.241	3.334.962.672	125.993.266	315.961.506	441.954.772			

e. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31 de marzo de 2013					31 de diciembre de 2012					1 de enero de 2012																								
								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.	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.	Corriente Menos de 90 días.	Corriente más de 90 días.	Total Corriente.	Uno a Tres Años.	Tres a Cinco Años.	Más de Cinco Años.	Total No Corriente.														
Extranjera	Ampla	Brasil	BONOS	Brasil	Real	9,56%	9,56%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 1*	Brasil	Real	7,74%	7,88%	530.789	1.592.348	2.123.137	17.166.035	13.981.299	-	31.147.334	649.029	1.947.086	2.596.115	18.249.614	14.355.442	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2*	Brasil	Real	16,92%	18,02%	1.627.813	17.171.411	18.799.224	31.086.156	-	31.086.156	1.206.206	16.457.986	17.764.302	30.303.386	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2*	Brasil	Real	17,00%	17,40%	2.015.602	6.046.806	8.062.408	16.124.816	41.035.803	16.464.775	73.625.394	1.563.703	4.691.110	6.254.813	12.509.626	39.253.255	16.499.357	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 1*	Brasil	Real	7,56%	7,69%	443.344	1.330.031	1.773.375	3.546.348	24.776.021	-	28.322.369	486.106	1.458.317	1.944.423	3.888.844	25.374.189	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla	Brasil	Bonos 2*	Brasil	Real	15,02%	15,42%	2.781.032	8.343.097	11.124.129	22.248.260	44.162.417	54.915.354	121.326.031	1.518.308	4.734.924	6.313.232	69.271.323	39.266.574	53.772.545	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	BB	Colombia	\$ Col	8,37%	8,13%	1.259.165	68.202.140	69.461.305	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	\$ Col	7,31%	7,12%	1.753.748	5.261.243	7.014.991	14.029.982	107.903.987	-	121.933.969	2.233.916	6.701.749	8.935.665	17.871.330	117.176.843	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B502	Colombia	\$ Col	6,81%	6,93%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	7,43%	7,23%	419.252	22.871.733	23.290.985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	B503	Colombia	\$ Col	8,01%	7,76%	363.858	28.183.959	28.547.817	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	\$ Col	7,57%	7,36%	363.916	1.091.747	1.455.663	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	B304	Colombia	\$ Col	5,83%	5,71%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	\$ Col	6,80%	6,63%	505.291	1.515.872	2.021.163	41.240.189	-	41.240.189	2.048.119	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce	Brasil	Itau 2	Brasil	Real	15,80%	16,31%	1.243.411	16.987.542	18.230.953	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce	Brasil	Itau 1	Brasil	Real	7,62%	7,64%	464.225	1.392.675	1.856.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce	Brasil	Itau 2	Brasil	Real	16,47%	17,19%	2.947.902	8.843.706	11.791.608	23.583.215	66.921.408	27.534.866	118.039.489	2.296.178	6.888.534	9.184.712	18.369.423	63.685.490	27.257.611	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Eidonor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	5,44%	5,37%	64.002	192.005	256.007	4.655.802	-	4.655.802	65.162	195.487	260.649	4.844.664	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Extranjero	Eidonor	Perú	Rimac Internacional Cia de Seguros	Perú	Soles	6,50%	6,40%	76.234	228.703	304.937	4.701.031	-	4.701.031	78.884	236.592	315.456	4.905.580	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Extranjero	Eidonor	Perú	APP Integra	Perú	Soles	6,50%	6,40%	152.131	456.394	608.525	9.385.666	-	9.385.666	157.047	471.140	628.187	9.793.310	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
Extranjero	Eidonor	Perú	Fondo de Seguro de Retiro de Suboficia																																							

f. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31 de marzo de 2013						31 de diciembre de 2012						1 de enero de 2012														
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente											
								Menos de 90 días	Total	Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Corriente				
Extranjero	Edenor	Peru	ICR- Macrofonía	Peru	Soles	7.03%	6.91%	65.005	195.015	260.020	520.039	520.039	1.904.156	119.104	357.271	476.395	922.989	922.989	9.575.198	11.461.176	-	-	-	-	68.516	230.393	298.909	552.643	5.457.537	-	-	-	6.010.180	
Extranjero	Edenor	Peru	Plus emisión Serie A	Peru	Soles	6.28%	6.19%	116.142	348.426	464.568	929.136	929.136	9.656.345	11.514.617	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edenor	Peru	11ra emisión Serie A	Peru	Soles	6.06%	5.97%	140.122	420.365	560.487	1.120.973	1.120.973	16.404.810	18.646.756	143.745	431.236	574.981	1.149.961	1.149.961	16.862.736	19.162.658	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	Seguro Social de Salud - Eosalud	Peru	Soles	7.84%	7.20%	-	-	-	-	-	-	-	-	755.962	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.147	821.547	836.694	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	AFP Prima	Peru	Soles	6.84%	6.73%	-	-	-	-	-	-	-	-	5.644.849	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	98.856	6.111.343	6.209.999	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	Magno Plan Cia de Seguros	Peru	Soles	6.28%	6.19%	-	-	-	-	-	-	-	-	3.814.063	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.381	303.039	263.420	3.893.541	-	-	3.993.541	
Extranjero	Edenor	Peru	AFP Profuturo	Peru	Soles	8.31%	8.15%	92.838	278.515	371.353	4.914.184	-	-	-	-	4.914.184	94.076	282.228	-	-	-	-	-	-	-	-	96.506	202.519	421.021	778.412	4.863.685	-	-	5.642.097
Extranjero	Edenor	Peru	AFP Profuturo	Peru	Soles	7.91%	7.76%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.945	2.662.041	2.713.986	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	AFP Profuturo	Peru	Soles	7.56%	7.42%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjero	Edenor	Peru	13ra emisión Serie A	Peru	Soles	5.56%	5.49%	128.565	385.695	514.260	1.028.521	1.028.521	11.904.067	13.961.109	133.594	400.781	534.375	1.068.749	1.068.749	11.881.733	14.019.231	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	Rimac Internacional Cia de Seguros	Peru	Soles	5.00%	4.94%	92.451	277.354	369.805	739.611	739.611	10.499.771	11.978.993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	Rimac Internacional Cia de Seguros	Peru	Soles	5.13%	5.06%	126.774	380.322	507.096	1.014.191	1.014.191	16.076.967	18.105.349	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edenor	Peru	AFP Profuturo	Peru	Soles	5.77%	5.69%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	AFP Horizonte	Peru	Soles	6.06%	5.97%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	AFP Profuturo	Peru	Soles	6.67%	6.56%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	AFP Profuturo	Peru	Soles	7.97%	7.83%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor	Peru	Rimac Internacional Cia de Seguros	Peru	Soles	5.00%	4.94%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edenor S.A.	Argentina	iosam	Argentina	\$ Arg	12.28%	11.75%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
94.271.000	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	USD	7.76%	7.40%	2.303.844	6.911.536	9.215.384	18.402.744	18.402.744	169.498.550	201.928.038	1.975.290	5.925.870	7.901.160	15.802.321	15.802.321	171.658.937	203.263.579	303.310	2.384.976	3.068.286	5.972.852	16.469.819	84.974.171	107.116.842	-	-	-	178.196.028		
94.271.000	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	USD	7.76%	6.60%	1.060	21.179	28.239	56.476	56.476	652.192	765.144	7.041	21.124	28.165	56.331	56.331	664.287	664.287	168.631.075	9.552.437	5.637.390	15.819.827	195.829.642	-	-	-	-	-	195.829.642		
94.271.000	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	USD	7.69%	7.38%	3.290.763	172.932.819	176.223.582	-	-	-	-	-	3.166.579	9.499.738	12.666.317	168.631.075	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
94.271.000	Enersis S.A.	Chile	Bonos UF 269	Chile	UF	7.02%	5.75%	1.803.160	2.858.579	4.661.739	9.195.427	9.007.921	19.463.076	37.666.418	669.150	4.474.479	5.143.629	10.069.549	9.701.500	20.339.599	40.085.651	837.156	5.068.678	5.905.834	10.912.682	27.372.736	11.324.847	49.010.265	-	-	-	49.010.265		
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	The Bank of New York Mellon - Primera Emisión	E.E.U.U.	USD	7.96%	7.88%	2.026.843	6.080.529	8.107.372	16.214.744	16.214.744	169.498.550	201.928.038	1.975.290	5.925.870	7.901.160	15.802.321	15.802.321	171.658.937	203.263.579	303.310	2.384.976	3.068.286	5.972.852	16.469.819	84.974.171	107.116.842	-	-	-	178.196.028		
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	The Bank of New York Mellon - Segunda Emisión	E.E.U.U.	USD	7.40%	7.33%	647.592	1.942.777	2.590.369	5.185.219	5.185.219	9.096.005	89.457.483	630.588	1.891.764	2.522.832	5.044.703	5.044.703	78.366.028	88.465.434	2.204.773	7.413.852	9.008.625	17.783.553	51.630.453	177.679.777	247.093.783	-	-	-	247.093.783		
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	The Bank of New York Mellon - Tercera Emisión	E.E.U.U.	USD	8.26%	8.13%	413.996	1.241.989	1.655.985	3.311.971	3.311.971	147.757.291	154.381.233	406.804	1.220.413	1.627.217	3.254.435	3.254.435	146.966.217	153.474.087	2.384.734	8.018.994	10.403.728	19.235.104	109.486.718	-	-	-	-	-	128.721.822		
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	USD	8.50%	8.35%	4.204.973	191.665.454	196.870.427	-	-	-	-	-	4.127.352	196.379.350	202.521.652	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	The Bank of New York Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	USD	8.83%	8.70%	6.506.127	8.674.836	106.720.421	-	-	-	-	-	806.720.421	2.125.658	6.377.065	6.377.065	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	Banco Santander Chile - 317 Serie-H	Chile	UF	7.17%	6.20%	3.988.984	5.907.118	9.494.012	18.078.785	18.078.785	16.861.133	72.039.436	106.979.354	1.684.588	9.620.409	11.304.637	21.363.797	19.703.160	79.761.211	102.808.168	2.124.125	11.532.964	13.657.089	24.422.163	58.670.925	66.097.899	66.097.899	66.097.899	66.097.899	66.097.899		
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	Banco Santander Chile - 522 Serie-M	Chile	UF	4.82%	4.25%	3.059.218	9.177.653	12.236.671	24.473.740	24.473.740	308.294.185	357.241.665	4.117.526	12.352.579	16.470.305	32.940.209	339.022.623	403.903.041	4.973.783	16.725.028	21.698.811	40.118.205	136.748.818	305.217.831	482.084.854	-	-	-	-	-		
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	Banco Santander Chile - 318 Serie-K	Chile	UF	3.86%	3.86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
91.081.000	Empresa Nacional de Chile	Chile	Banco Santander Chile - 264 Serie-F	Chile	UF	6.44%	6.44%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	6.96%	6.79%	844.231	2.532.693	3.376.924	57.212.217	-	-	-	57.212.217	1.102.280	3.306.839	4.409.119	62.006.104	-	-	-	-	-	-	62.006.104	1.150.327	3.868.134	5.018.461	9.278.465	-	-	56.536.718	65.815.183
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A102	Colombia	\$ Col	7.95%	7.72%	160.804	482.413	643.217	10.897.560	-	-	-	10.897.560	209.456	629.869	839.825	11.810.678	-	-	-	-	-	-	-	-	945.929	1.748.896	10.768.120	-	-	-	12.517.016
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos AS	Colombia	\$ Col	6.43%	6.28%	213.234	13.309.243	13.522.477	-	-	-	-	223.748	671.245	894.993	13.526.136	-	-	-	-	-	-	-	-	179.093	602.226	781.319	14.001.389	-	-	-	14.001.389
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	7.84%	7.62%	1.072.186	3.216.559	4.288.745	8.577.491	8.577.491	57.659.413	74.814.395	1.325.639	3.976.917	5.302.566	10.605.111	10.605.111	62.176.621	83.385.843	1.328.332	4.466.698	5.795.030	10.714.236	84.115.563	-	-	-	-	-	-	94.829.799	
Extranjero	Emgasa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8.71%	8.44%	736.663	2.209.988	2.946.651	5.893.301	5.893.301	43.948.332	55.734.934	946.998																			

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	31 de marzo de 2013						31 de diciembre de 2012						1 de enero de 2012									
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente						
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
91.081.000	Endesa S.A. (Chile)	Chile	87.509.100	Abonipa Chile	Chile	US\$	6,50%	518.162	1.553.991	2.072.156	4.140.148	4.133.976	13.219.923	21.494.047	517.486	1.552.682	2.070.168	4.142.238	4.145.057	13.854.905	22.142.200	567.586	1.900.568	2.468.154	4.556.135	12.220.275	10.867.880	27.644.290	
Extranjera	Edgelo	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,13%	1.360.247	4.043.512	5.403.759	12.499.707	15.536.781	-	28.235.488	1.404.430	4.177.025	5.581.455	12.608.401	17.546.542	30.154.943	2.137.134	6.953.795	9.090.929	11.858.222	27.292.271	-	-	39.150.490	
Extranjera	Edifon	Perú	Extranjera	BBVA	Perú	Soles	5,77%	1.065.388	2.840.244	3.905.652	1.468.758	-	1.468.758	-	1.230.472	3.009.713	4.240.385	2.238.071	-	2.238.071	1.178.706	3.660.137	4.838.843	2.604.306	-	-	-	2.604.306	
Extranjera	Caboblanco	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,80%	885.683	2.733.214	3.618.897	7.879.666	8.820.215	19.264.716	35.964.597	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	COMAFI	Argentina	\$ Arg	25,60%	170.888	299.182	470.070	117.264	-	117.264	-	216.766	313.356	530.122	216.179	-	216.179	170.578	411.253	581.831	673.700	-	-	-	673.700	
Totales								4.000.368	11.470.165	15.470.534	26.305.543	28.489.972	32.484.639	87.280.154	3.371.354	9.052.776	12.424.130	19.204.889	21.691.599	13.854.905	54.751.393	4.054.004	12.925.753	16.979.757	19.692.363	39.512.546	10.867.880	70.072.789	

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de marzo de 2013						31 de diciembre de 2012						1 de enero de 2012											
								Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente			Corriente			No Corriente								
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Tres Años	Tres a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente			
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	66.859.154	-	66.859.154	-	-	-	-	-	56.264.078	-	56.264.078	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	56.990.466		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-	-	-	-	-	-	11.534.186	-	11.534.186	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.301.573		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	1.525.181	6.276.391	7.801.572	4.526.093	-	4.526.093	-	799.346	5.846.518	-	6.645.864	6.019.282	-	6.019.282	547.198	884.765	1.431.963	161.976	1.139.997	-	-			
96.827.970	Endesa Eoo S.A.	Chile	96601260-1	Inversiones Continúa S.A.	Chile	US\$	6,10%	2.022.797	-	2.022.797	-	-	-	-	-	2.017.319	-	2.017.319	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Hidrolwest S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	US\$	2,67%	860	130.809	131.669	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampa Energia E Servicios S.A.	Brazil	Extranjera	Eletrôbras	Brazil	Real	6,50%	284.717	1.085.657	1.370.374	3.019.606	2.517.510	1.589.025	7.126.141	285.377	965.266	1.250.643	3.045.792	2.592.406	1.861.196	7.499.394	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampa Energia E Servicios S.A.	Brazil	Extranjera	Bndes	Brazil	Real	9,06%	4.397.300	12.820.907	17.218.207	30.763.896	26.585.017	11.132.223	68.481.136	4.536.007	13.214.919	17.750.926	31.774.969	27.224.080	14.032.389	73.031.438	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Compañia Energetica Do Oeará S.A.	Brazil	Extranjera	Eletrôbras	Brazil	Real	6,46%	1.165.310	2.842.688	4.007.998	6.791.237	5.812.590	8.150.079	20.753.906	1.190.648	3.151.597	4.342.245	6.954.127	6.017.081	8.923.825	21.895.033	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Compañia Energetica Do Oeará S.A.	Brazil	Extranjera	Banco do Brasil	Brazil	US\$	4,42%	1.105.407	3.104.345	4.209.752	-	-	-	-	18.441	113.614	130.055	149.411	115.228	1.694.259	-	-	-	-	-	-	-	-	1.958.898		
Extranjera	Compañia Energetica Do Oeará S.A.	Brazil	Extranjera	Banco do Brasil	Brazil	Real	15,61%	48.780	78.882	127.662	147.985	114.940	1.660.567	1.923.492	1.116.763	3.235.164	4.351.927	935.799	-	-	935.799	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Compañia Energetica Do Oeará S.A.	Brazil	Extranjera	BNDÉS	Brazil	Real	9,52%	3.286.044	9.491.191	12.777.235	8.940.781	-	8.940.781	3.934.967	9.755.961	13.690.928	12.079.881	-	-	-	12.079.881	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Compañia Energetica Do Oeará S.A.	Brazil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brazil	Real	7,78%	2.242.574	10.692.843	12.935.417	20.346.222	11.550.393	5.145.168	37.041.783	2.261.540	8.719.128	10.986.668	22.974.521	11.730.771	6.498.966	41.204.258	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Compañia Energetica Do Oeará S.A.	Brazil	Extranjera	Favibe	Brazil	Real	13,22%	1.994.849	1.691.826	3.286.675	1.497.886	-	1.497.886	-	121.287	3.117.645	3.238.852	1.498.141	-	-	1.498.141	-	-	-	-	-	-	-	-		
Totales								84.532.973	48.215.559	132.748.532	76.033.706	46.580.450	27.677.062	150.291.218	84.083.959	48.119.732	132.203.691	85.431.923	47.679.566	33.010.635	166.122.124	17.802.370	14.913.813	32.716.183	32.909.248	25.382.791	-	-	-	-	58.292.039

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2013 M\$	31-12-2012 M\$	01-01-2012 M\$
ACTIVOS CORRIENTES					
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			325.958.946	4.678.601	19.517.825
	Dólares	Peso chileno	308.113.432	-	
	Dólares	Pesos Colombianos	124.787	10.947	5.634
	Dólares	Soles	11.918.286	4.233.557	3.201.968
	Dólares	Peso Argentino	5.802.441	434.097	16.310.223
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			13.148.521	14.361.204	20.299.704
	Dólares	Peso chileno	13.148.521	14.361.204	20.299.704
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			339.107.467	19.039.805	39.817.529
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			339.107.467	19.039.805	39.817.529
ACTIVOS NO CORRIENTES					
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			711.440.459	682.114.350	666.985.595
	Dólares	Peso chileno	108.316.725	105.238.196	94.544.356
	Reales	Nuevo sol peruano	63.234.622	60.504.917	60.249.470
	Peso argentino	Peso chileno	2.618.322	2.743.725	3.428.480
	Reales	Peso chileno	537.270.790	513.627.512	508.763.289
Plusvalía			414.894.133	426.209.853	477.068.142
	Reales	Soles	8.761.805	8.703.399	10.361.690
	Reales	Peso chileno	265.508.730	272.442.268	313.990.020
	Pesos Colombianos	Peso chileno	11.212.376	11.742.640	11.589.629
	Soles	Peso chileno	121.414.368	124.877.836	128.304.143
	Peso Argentino	Peso chileno	7.996.854	8.443.710	12.822.660
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			1.126.334.592	1.108.324.203	1.144.053.737
TOTAL ACTIVOS			1.465.442.059	1.127.364.008	1.183.871.266

		31-03-2013								31-12-2012								01-01-2012					
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes		
		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	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		
		M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$		
Moneda extranjera	Moneda funcional																						
PASIVOS																							
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	101.301.173	488.194.419	589.495.592	321.165.070	239.805.421	450.424.960	1.011.395.451	97.469.345	255.065.083	352.534.428	487.384.775	223.960.388	450.043.533	1.161.388.696	40.083.024	110.007.608	150.090.632	698.191.147	484.059.182	493.795.421		
	Dólares	18.438.852	391.237.041	409.675.893	250.862.533	153.722.687	410.223.961	814.809.181	18.090.391	234.307.578	252.397.969	424.225.534	157.063.940	411.509.374	992.798.848	13.719.841	58.161.835	71.881.676	595.227.840	359.668.296	436.744.073		
	Dólares	3.490.572	4.398.752	7.889.324	18.090.460	8.780.867	3.721.144	28.592.471	498.256	7.606.194	8.092.450	16.493.010	9.064.986	3.838.731	29.396.727	644.938	12.599.186	13.244.122	17.532.685	17.877.446	6.352.699		
	Dólares	6.737.063	10.620.317	17.357.380	48.080.358	77.301.867	36.479.855	161.862.080	4.249.373	7.926.216	12.175.589	38.829.516	57.831.462	34.695.428	131.356.406	5.801.056	29.810.106	35.611.162	68.288.019	104.901.377	50.698.749		
	Dólares	72.634.886	81.938.309	154.573.195	6.131.719	-	-	6.131.719	74.643.325	5.225.095	79.868.420	7.836.715	-	-	7.836.715	19.917.191	9.436.481	29.353.672	17.142.594	1.612.063	-		
TOTAL PASIVOS		101.301.173	488.194.419	589.495.592	321.165.070	239.805.421	450.424.960	1.011.395.451	97.469.345	255.065.083	352.534.428	487.384.775	223.960.388	450.043.533	1.161.388.696	40.083.024	110.007.608	150.090.632	698.191.147	484.059.182	493.795.421		

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 31-03-2013											
	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	619.186.991	117.668.719	29.795.727	14.542.163	8.591.647	6.843.390	4.874.577	3.868.152	2.752.293	162.910.435	971.034.094	188.396.039
Provisión de deterioro	(1.611.214)	(4.863.102)	(4.558.082)	(3.732.735)	(3.058.478)	(2.514.943)	(2.005.243)	(1.803.696)	(1.283.333)	(128.396.302)	(153.827.128)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	95.266.166	-	-	-	-	-	-	-	-	-	95.266.166	39.728.506
Provisión de deterioro	(5.575.121)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(5.575.121)	-
Total	707.266.822	112.805.617	25.237.645	10.809.428	5.533.169	4.328.447	2.869.334	2.064.456	1.468.960	34.514.133	906.898.011	228.124.545

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 31-12-2012											
	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	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	16.125.293	883.120.935	163.265.685
Provisión de deterioro	(1.721.285)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(133.909.619)	(146.041.521)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	12.151.946	-	-	-	-	-	-	-	-	-	121.511.946	39.634.657
Provisión de deterioro	(11.800.249)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(11.800.249)	-
Total	676.594.336	82.257.958	29.763.692	13.598.176	4.327.360	4.463.422	2.598.546	2.680.648	3.162.299	27.344.674	846.791.111	202.900.342

Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	Saldo al 01-01-2012											
	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	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	34.798.128	1.046.072.687	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)	(155.804.524)	(182.097.082)	(999.510)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	57.740.000	-	-	1.942.424	-	-	790.882	-	-	26.884.891	87.358.197	261.740.309
Provisión de deterioro	(1.326.089)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.326.089)	-
Total	588.235.362	79.451.219	35.487.808	10.105.415	5.663.054	4.688.637	1.341.291	3.206.922	2.758.510	21.906.949	950.007.713	443.128.492

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-03-2013						Saldo al 31-12-2012						Saldo al 01-01-2012					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
al día	10.384.173	602.490.910	348.556	16.696.081	10.732.729	619.186.991	10.265.337	550.831.089	122.447	17.772.835	10.387.784	568.603.924	7.908.458	720.217.899	92.748	20.756.846	8.001.206	740.974.745
Entre 1 y 30 días	2.089.194	113.860.615	93.714	3.808.104	2.182.908	117.668.719	2.063.408	78.172.321	84.147	4.886.771	2.147.555	83.059.092	2.128.913	75.776.994	16.026	4.163.691	2.144.939	79.940.685
Entre 31 y 60 días	397.810	28.305.639	38.743	1.490.088	436.553	29.795.727	370.463	27.695.081	26.791	2.451.906	397.254	30.146.987	423.750	28.581.321	49.184	7.091.515	472.934	35.672.836
Entre 61 y 90 días	78.256	13.700.549	24.366	841.614	102.622	14.542.163	76.346	12.305.773	22.786	1.902.669	99.132	14.208.442	133.395	11.303.110	795	1.343.007	134.190	12.646.117
Entre 91 y 120 días	57.592	7.833.756	15.157	757.891	72.749	8.591.647	54.817	5.352.744	14.208	1.598.157	69.025	6.950.901	113.101	6.997.749	6.420	1.260.655	119.521	8.258.404
Entre 121 y 150 días	47.970	6.285.885	14.496	557.505	62.466	6.843.390	43.467	4.856.977	14.030	1.428.624	57.497	6.285.601	98.637	4.702.593	8.836	1.216.594	107.473	5.919.177
Entre 151 y 180 días	34.205	4.483.784	9.876	390.793	44.081	4.874.577	34.826	3.371.643	9.554	1.222.077	44.380	4.593.720	89.794	4.348.370	8.423	2.116.440	98.217	6.464.810
Entre 181 y 210 días	20.744	3.487.099	15.754	381.053	36.498	3.868.152	18.937	2.517.908	15.500	1.421.109	34.437	3.939.017	36.235	3.498.728	3.180	1.063.419	39.415	4.582.147
Entre 211 y 250 días	17.362	2.510.727	10.878	241.566	28.240	2.752.293	17.650	3.125.162	10.701	953.797	28.351	4.078.959	24.108	3.162.199	2.565	977.406	26.673	4.139.605
superior a 251 días	316.573	155.081.046	23.015	7.829.389	339.588	162.910.435	312.565	151.390.502	20.018	9.863.790	332.583	161.254.292	847.486	112.280.032	43.791	35.194.129	891.277	147.474.161
Total	13.443.879	938.040.010	594.555	32.994.084	14.038.434	971.034.094	13.257.816	839.619.200	340.182	43.501.735	13.597.998	883.120.935	11.803.877	970.868.995	231.968	75.203.692	12.035.845	1.046.072.687

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-03-2013		Saldo al 31-12-2012		Saldo al 01-01-2012	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	158.184	22.528.572	154.004	19.226.955	50.995	17.482.266
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.724	22.614.422	11.294	22.616.860	11.033	26.318.280
Total	167.908	45.142.994	165.298	41.843.815	62.028	43.800.546

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-03-2013	31-03-2012
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	16.404.330	7.454.767
Provisión cartera repactada	13.488.437	233.782
Castigos del periodo	(4.339.725)	-
Recuperos del periodo	(23.342.505)	(48.272)
Total	2.210.537	7.640.277

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-03-2013		31-03-2012	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provision deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.685.333	1.685.333	1.819.212	1.819.212
Monto de las operaciones M\$	6.550.262	6.550.262	7.640.277	7.640.277

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											
	31-03-2013											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	170.038.522	1.944.892	550.487	2.963.413	1.024.835	16.367	24.530	3.069	71.127	66.329.071	242.966.313	169.859.603
-Grandes Clientes	108.847.461	1.342.615	506.544	47.546	935.619	95	2	404	297	18.055.708	129.736.291	-
-Clientes Institucionales	34.195.383	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.195.383	166.931.949
-Otros	26.995.678	602.277	43.943	2.915.867	89.216	16.272	24.528	2.665	70.830	48.273.363	79.034.639	2.927.654
Provision Deterioro	(246.404)	-	-	(217.201)	-	-	-	-	-	(57.231.771)	(57.695.376)	-
Servicios no facturados	76.382.635	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.382.635	746.735
Servicios facturados	93.655.887	1.944.892	550.487	2.963.413	1.024.835	16.367	24.530	3.068	71.127	66.329.071	166.583.677	169.112.868
Deudores Comerciales Distribución	449.148.469	115.723.827	29.245.240	11.578.750	7.566.812	6.827.023	4.850.047	3.865.083	2.681.166	96.581.364	728.067.781	18.536.436
-Clientes Masivos	302.842.687	94.403.845	20.975.729	6.510.174	4.414.378	3.866.787	3.134.988	1.914.869	1.391.299	39.853.244	479.308.000	10.805.193
-Grandes Clientes	101.409.172	13.698.611	4.194.103	2.533.855	1.249.775	1.280.768	757.498	531.005	621.167	30.821.042	157.096.996	5.894.100
-Clientes Institucionales	44.896.610	7.621.371	4.075.408	2.534.721	1.902.659	1.679.468	957.561	1.419.209	668.700	25.907.078	91.662.785	1.837.143
Provision Deterioro	(1.364.810)	(4.863.102)	(4.558.082)	(3.515.534)	(3.058.478)	(2.514.943)	(2.005.243)	(1.803.696)	(1.283.333)	(71.164.531)	(96.131.752)	-
Servicios no facturados	184.689.840	-	-	-	-	-	-	-	-	1.824.559	186.514.399	686.186
Servicios facturados	264.458.629	115.723.827	29.245.240	11.578.750	7.566.812	6.827.023	4.850.047	3.865.083	2.681.166	94.756.805	541.553.382	17.850.250
Total Deudores Comerciales Brutos	619.186.991	117.668.719	29.795.727	14.542.163	8.591.647	6.843.390	4.874.577	3.868.152	2.752.293	162.910.435	971.034.094	188.396.039
Total Provisión Deterioro	(1.611.214)	(4.863.102)	(4.558.082)	(3.732.735)	(3.058.478)	(2.514.943)	(2.005.243)	(1.803.696)	(1.283.333)	(128.396.302)	(153.827.128)	-
Total Deudores Comerciales Netos	617.575.777	112.805.617	25.237.645	10.809.428	5.533.169	4.328.447	2.869.334	2.064.456	1.468.960	34.514.133	817.206.966	188.396.039

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 31-12-2012											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Deudores Comerciales Generación y transmisión	156.758.891	742.503	47.700	4.335.174	308.432	274.643	28.484	-	311	66.123.436	228.619.574	140.323.852
-Grandes Clientes	109.763.097	129.281	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	18.340.890	128.596.181	-
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525	140.323.852
-Otros	28.247.269	613.222	47.065	4.328.884	225.546	1.854	28.482	-	-	47.782.546	81.274.868	-
Provision Deterioro	(260.312)	-	-	-	-	-	-	-	-	(56.996.601)	(57.256.913)	-
Servicios no facturados	65.705.344	-	-	-	-	-	-	-	-	-	65.705.344	-
Servicios facturados	91.053.549	742.502	47.700	4.335.174	308.432	274.643	28.484	-	311	66.123.434	162.914.229	140.323.852
Deudores Comerciales Distribución	411.845.033	82.316.588	30.099.287	9.873.268	6.642.469	6.010.958	4.565.236	3.939.017	4.078.648	95.130.857	654.501.361	22.941.833
-Clientes Masivos	259.830.210	60.804.653	20.852.068	6.264.287	4.728.733	3.377.404	3.268.952	1.969.631	1.318.356	38.725.572	401.139.866	11.877.739
-Grandes Clientes	100.586.755	13.981.623	6.001.473	1.880.278	763.432	864.715	412.233	533.517	636.359	32.626.777	158.287.162	6.095.508
-Clientes Institucionales	51.428.068	7.530.312	3.245.746	1.728.703	1.150.304	1.768.839	884.051	1.435.869	2.123.933	23.778.508	95.074.333	4.968.586
Provision Deterioro	(1.460.973)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(76.913.018)	(88.784.608)	-
Servicios no facturados	207.144.462	-	-	-	-	-	-	-	-	1.239.251	208.383.713	-
Servicios facturados	204.700.571	82.316.587	30.099.287	9.873.268	6.642.469	6.010.958	4.565.236	3.939.017	4.078.648	93.891.605	446.117.646	22.941.833
Total Deudores Comerciales Brutos	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935	163.265.685
Total Provisión Deterioro	(1.721.285)	(801.133)	(383.295)	(610.266)	(2.623.541)	(1.822.179)	(1.995.174)	(1.258.369)	(916.660)	(133.909.619)	(146.041.521)	-
Total Deudores Comerciales Netos	566.882.639	82.257.958	29.763.692	13.598.176	4.327.360	4.463.422	2.598.546	2.680.648	3.162.299	27.344.674	737.079.414	163.265.685

Deudores comerciales	Saldo al 01-01-2012											Total Corriente M\$	Total No Corriente 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\$			
Deudores Comerciales Generación y transmisión	276.162.422	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	364.840.933	148.953.896	
-Grandes Clientes	219.872.741	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	308.551.252	586.863	
-Clientes Institucionales	56.289.681										56.289.681	148.367.033	
-Otros											-	-	
Provision Deterioro	(983.105)			(4.110.640)	(55.494)					(43.766.186)	(48.915.425)	-	
Servicios no facturados	108.875.974										108.875.974	-	
Servicios facturados	167.286.448	2.205.313	84.972	7.284.829	493.005	138.523	1.323.063	-	-	77.148.806	255.964.959	148.953.896	
Deudores Comerciales Distribución	258.445.348	77.735.370	35.587.863	5.589.767	8.403.799	7.445.973	4.148.426	8.895.281	4.139.605	270.840.322	681.231.754	33.433.797	
-Clientes Masivos	112.922.763	60.157.007	28.341.140	2.984.669	5.486.135	5.666.497	2.738.906	7.186.606	2.699.304	230.163.084	458.346.111	9.995.784	
-Grandes Clientes	94.208.438	11.240.026	4.312.588	1.311.741	1.519.470	621.819	635.550	776.703	1.015.465	38.272.310	153.914.110	4.622.940	
-Clientes Institucionales	51.314.147	6.338.337	2.934.135	1.293.357	1.398.194	1.157.657	773.970	931.972	424.836	2.404.928	68.971.533	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)	(112.038.338)	(133.181.657)	(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	270.840.322	530.831.614	33.433.797	
Total Deudores Comerciales Brutos	534.607.770	79.940.683	35.672.835	12.874.596	8.896.804	7.584.496	5.471.489	8.895.281	4.139.605	347.989.128	1.046.072.687	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)	(155.804.524)	(182.097.082)	(999.510)	
Total Deudores Comerciales Netos	531.821.451	79.451.219	35.487.808	8.162.991	5.663.054	4.688.637	550.409	3.206.922	2.758.510	192.184.604	863.975.605	181.388.183	

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al										
	31-03-2013										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	163.095.631	1.944.892	550.487	2.938.613	1.024.835	16.367	2.055	3.069	71.127	65.869.071	235.516.147
-Grandes Clientes	108.847.461	1.342.615	506.544	47.546	935.619	95	2	404	297	18.055.706	129.736.289
-Clientes Institucionales	34.195.383	-	-	-	-	-	-	-	-	-	34.195.383
-Otros	20.052.787	602.277	43.943	2.891.067	89.216	16.272	2.053	2.665	70.830	47.813.365	71.584.475
Cartera repactada	6.942.890	-	-	24.800	-	-	22.475	-	-	459.998	7.450.163
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.942.890	-	-	24.800	-	-	22.475	-	-	459.998	7.450.163
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	439.395.279	111.915.723	27.755.152	10.761.936	6.808.921	6.269.518	4.481.729	3.484.030	2.439.600	89.211.975	702.523.863
-Clientes Masivos	295.469.601	91.164.213	19.701.973	5.893.310	3.924.892	3.443.584	2.853.712	1.689.527	1.220.476	32.910.747	458.272.035
-Grandes Clientes	100.729.094	13.293.605	4.067.827	2.430.893	1.187.797	1.227.214	734.753	482.689	595.428	30.664.029	155.413.329
-Clientes Institucionales	43.196.584	7.457.905	3.985.352	2.437.733	1.696.232	1.598.720	893.264	1.311.814	623.696	25.637.199	88.838.499
Cartera repactada	9.753.191	3.808.104	1.490.088	816.814	757.891	557.505	368.318	381.053	241.566	7.369.391	25.543.921
-Clientes Masivos	7.373.086	3.239.631	1.273.756	616.864	489.486	423.204	281.276	225.342	170.823	6.942.497	21.035.965
-Grandes Clientes	680.078	405.006	126.276	102.962	61.978	53.553	22.744	48.316	25.739	157.013	1.683.665
-Clientes Institucionales	1.700.027	163.467	90.056	96.988	206.427	80.748	64.298	107.395	45.004	269.881	2.824.291
Total cartera bruta	619.186.991	117.668.719	29.795.727	14.542.163	8.591.647	6.843.390	4.874.577	3.868.152	2.752.293	162.910.435	971.034.094

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2012										
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	149.809.130	742.503	47.700	4.311.860	308.432	274.643	4.577	-	311	65.515.191	221.014.347
-Grandes Clientes	109.763.097	129.281	635	6.290	82.886	272.789	2	-	311	18.340.890	134.088.055
-Clientes Institucionales	18.748.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	18.748.525
-Otros	21.297.508	613.222	47.065	4.305.570	225.546	1.854	4.575	-	-	47.174.301	73.669.641
Cartera repactada	6.949.761	-	-	23.314	-	-	23.907	-	-	608.245	7.605.227
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.949.761	-	-	23.314	-	-	23.907	-	-	608.245	7.605.227
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	401.021.959	77.429.817	27.647.381	7.993.913	5.044.312	4.582.334	3.367.066	2.517.908	3.124.851	85.875.311	618.604.852
-Clientes Masivos	251.266.478	57.072.064	19.013.364	4.983.221	3.635.810	2.447.625	2.471.519	1.279.985	728.086	30.917.875	376.860.271
-Grandes Clientes	99.871.222	13.443.496	5.862.624	1.745.400	686.275	832.673	378.216	496.147	604.528	32.457.853	162.290.891
-Clientes Institucionales	49.884.259	6.914.257	2.771.393	1.265.292	722.227	1.302.036	517.331	741.776	1.792.237	22.499.583	89.040.006
Cartera repactada	10.823.074	4.886.771	2.451.906	1.879.355	1.598.157	1.428.624	1.198.170	1.421.109	953.797	9.255.546	35.896.509
-Clientes Masivos	8.563.870	3.732.736	1.838.663	1.281.086	1.093.058	929.773	797.368	689.639	590.297	7.807.621	27.516.912
-Grandes Clientes	715.443	538.049	138.839	134.874	77.077	31.988	34.084	37.435	31.767	168.923	2.750.398
-Clientes Institucionales	1.543.761	615.986	474.404	463.395	428.022	466.863	366.718	694.035	331.733	1.279.002	9.539.359
Total cartera bruta	568.603.924	83.059.091	30.146.987	14.208.442	6.950.901	6.285.601	4.593.720	3.939.017	4.078.959	161.254.293	883.120.935

Tipos de cartera	Saldo al										Total cartera bruta M\$
	01-01-2012										
	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\$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	256.097.955	2.205.313	2.894.669	4.727.650	493.005	-	935.644	-	-	72.143.556	339.497.792
-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
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cartera repactada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	464.119.944	73.571.681	25.686.651	6.575.460	6.504.744	4.702.593	3.412.726	3.498.728	3.162.199	40.136.476	631.371.202
-Clientes Masivos	322.530.582	56.976.738	19.972.918	4.573.459	4.930.295	4.200.343	2.805.382	2.808.395	2.250.787	4.844.771	425.893.670
-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
Cartera repactada	20.756.846	4.163.691	7.091.516	1.343.007	1.260.655	1.216.584	2.116.440	1.083.419	977.406	35.194.129	75.203.693
-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	21.864.562	31.266.395
Total cartera bruta	740.974.745	79.940.685	35.672.836	12.646.117	8.258.404	5.919.177	6.464.810	4.582.147	4.139.605	147.474.161	1.046.072.687