



**Gerencia de Administración
Subgerencia de Consolidación y Reporting
Area de Consolidación y Reporting**

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**
correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2014

ENERSIS S.A. y FILIALES

Miles de Pesos

El presente documento consta de 3 secciones:

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



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores de
Enersis S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enersis S.A. y afiliadas, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2 a los estados financieros consolidados. La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestra auditoría. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades afiliadas y coligadas, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 32% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2014, y de ingresos ordinarios totales que constituyen un 31% de los ingresos ordinarios consolidados totales por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyo informe nos ha sido proporcionado y nuestra opinión, en lo que se refiere a los montos incluidos de esas sociedades, se basa únicamente en el informe de esos otros auditores. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Una auditoría comprende efectuar procedimientos para obtener evidencia de auditoría sobre los montos y revelaciones en los estados financieros consolidados. Los procedimientos seleccionados dependen del juicio del auditor, incluyendo la evaluación de los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros consolidados, ya sea debido a fraude o error. Al efectuar estas evaluaciones de los riesgos, el auditor considera el control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de los estados financieros consolidados de la entidad con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados a las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha, la cuantificación del cambio del marco contable también se describen en Nota 19. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.



Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Enersis S.A. y afiliadas adjuntos, y en nuestro informe de fecha 7 de febrero de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros consolidados.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Emir Rahil A.', is written over the printed name. The signature is fluid and cursive, with a long horizontal stroke extending to the right.

Emir Rahil A.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 29 de enero de 2015

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.704.745.491	1.606.387.569
Otros activos financieros corrientes	8	99.455.403	781.029.437
Otros activos no financieros corriente		175.098.112	141.597.292
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	1.681.686.903	1.129.737.108
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10	18.441.340	34.019.574
Inventarios corrientes	11	133.520.154	77.782.755
Activos por impuestos corrientes	12	110.572.522	125.661.546
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		3.923.519.925	3.896.215.281
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	7.978.963	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		7.978.963	-
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		3.931.498.888	3.896.215.281
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	530.821.520	491.536.418
Otros activos no financieros no corrientes		77.806.180	84.091.825
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	291.641.675	223.045.673
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	486.605	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	73.633.610	248.080.880
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	1.168.212.056	1.173.560.361
Plusvalía	16	1.410.853.627	1.372.320.328
Propiedades, planta y equipo	17	8.234.215.719	7.433.798.725
Propiedad de inversión	18	8.514.562	44.877.049
Activos por impuestos diferidos	19	193.637.874	210.137.767
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.989.823.428	11.281.449.026
TOTAL DE ACTIVOS		15.921.322.316	15.177.664.307

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2014 y 2013**

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	421.805.679	906.675.205
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	2.288.876.950	1.515.003.654
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	143.680.622	204.412.270
Otras provisiones corrientes	24	90.222.684	87.309.363
Pasivos por impuestos corrientes	12	115.472.313	159.737.063
Otros pasivos no financieros corrientes		129.275.589	108.122.144
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		3.189.333.837	2.981.259.699
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	5.488.147	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		3.194.821.984	2.981.259.699
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	3.289.097.528	2.790.249.111
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	159.385.521	23.063.878
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	-	-
Otras provisiones no corrientes	24	197.243.841	193.967.353
Pasivo por impuestos diferidos	19	478.361.484	395.486.890
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	269.930.412	238.514.991
Otros pasivos no financieros no corrientes		53.262.800	47.657.524
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.447.281.586	3.688.939.747
TOTAL PASIVOS		7.642.103.570	6.670.199.446
PATRIMONIO			
Capital emitido	26.1	5.804.447.986	5.669.280.725
Ganancias acumuladas		3.051.734.445	2.813.634.297
Prima de emisión	26.1	-	158.759.648
Otras reservas	26.5	(2.654.206.384)	(2.473.120.417)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.201.976.047	6.168.554.253
Participaciones no controladoras	26.6	2.077.242.699	2.338.910.608
PATRIMONIO TOTAL		8.279.218.746	8.507.464.861
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		15.921.322.316	15.177.664.307

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre		
		2014 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	6.819.760.882	5.696.777.240	6.182.123.698
Otros ingresos, por naturaleza	27	434.115.438	567.668.662	313.829.750
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		7.253.876.320	6.264.445.902	6.495.953.448
Materias primas y consumibles utilizados	28	(3.941.071.719)	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)
Margen de Contribución		3.312.804.601	3.175.304.707	2.800.930.529
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	77.275.986	61.965.528	48.667.382
Gastos por beneficios a los empleados	29	(516.009.836)	(465.682.098)	(409.179.836)
Gasto por depreciación y amortización	30	(479.179.904)	(435.473.259)	(434.483.734)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	30	(51.515.362)	(74.877.924)	(42.612.727)
Otros gastos por naturaleza	31	(574.050.613)	(520.098.689)	(492.558.847)
Resultado de Explotación		1.769.324.872	1.741.138.265	1.470.762.767
Otras ganancias (pérdidas)	32	71.769.817	19.170.005	15.186.412
Ingresos financieros	33	265.884.277	260.126.546	232.129.980
Costos financieros	33	(491.858.285)	(388.367.634)	(419.888.938)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	(51.853.287)	25.289.219	30.381.936
Diferencias de cambio	33	(38.821.872)	(30.373.115)	(16.126.401)
Resultado por unidades de reajuste	33	1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		1.526.079.077	1.617.568.531	1.299.688.888
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	34	(496.609.349)	(504.167.785)	(406.675.920)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		610.157.869	658.514.150	377.350.521
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	419.311.859	454.886.596	515.662.447
GANANCIA (PÉRDIDA)		1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	12,43	14,56	11,56
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	12,43	14,56	11,56
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	45.218.860,05	32.651.166,47
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	12,43	14,56	11,56
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	12,43	14,56	11,56
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	45.218.860,05	32.651.166,47

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre		
		2014 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	25.2.b	(36.681.734)	6.351.518	(14.044.750)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		(36.681.734)	6.351.518	(14.044.750)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		4.370.648	(76.723.893)	(364.848.647)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		1.849	(2.273)	515
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		13.476.871	8.367.223	737.736
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(138.993.868)	(76.144.260)	72.360.295
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(6.898.502)	55.283	(6.300.885)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(128.043.002)	(144.447.920)	(298.050.986)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(164.724.736)	(138.096.402)	(312.095.736)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		12.694.514	(2.603.231)	4.662.040
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		12.694.514	(2.603.231)	4.662.040
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		35.887.996	12.332.516	(25.726.629)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(1.462)	455	(569)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		35.886.534	12.332.971	(25.727.198)
Total Otro resultado integral		(116.143.688)	(128.366.662)	(333.160.894)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		913.326.040	985.034.084	559.852.074
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		562.566.774	577.348.684	187.169.558
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		350.759.266	407.685.400	372.682.516
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		913.326.040	985.034.084	559.852.074

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 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 01/01/2014	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-	11.811	(2.414.023.486)	(2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									610.157.869	610.157.869	419.311.859	1.029.469.728
Otro resultado integral			29.929.142	(66.317.951)	(19.023.003)	2.235	7.818.482	(47.591.095)		(47.591.095)	(68.552.593)	(116.143.688)
Resultado integral										562.566.774	350.759.266	913.326.040
Dividendos									(314.750.191)	(314.750.191)	(459.728.319)	(774.478.510)
Incremento (disminución) por otros cambios	135.167.261	(158.759.648)	-	-	19.023.003	-	25.112.860	44.135.863	(57.307.530)	(36.764.054)	(23.689.993)	(60.454.047)
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			61.247.748				(238.878.483)	(177.630.735)				(306.639.598)
Total de cambios en patrimonio	135.167.261	(158.759.648)	91.176.890	(66.317.951)	-	2.235	(205.947.141)	(181.085.967)	238.100.148	33.421.794	(261.667.909)	(228.246.115)
Saldo Final al 31/12/2014	5.804.447.986	-	35.154.874	(69.404.677)	-	14.046	(2.619.970.627)	(2.654.206.384)	3.051.734.445	6.201.976.047	2.077.242.699	8.279.218.746
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)									658.514.150	658.514.150	454.886.596	1.113.400.746
Otro resultado integral			(57.187.681)	(30.680.754)	6.865.655	(1.836)	(160.850)	(81.165.466)		(81.165.466)	(47.201.196)	(128.366.662)
Resultado integral										577.348.684	407.685.400	985.034.084
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503								2.845.858.393		2.845.858.393
Dividendos									(273.024.349)	(273.024.349)	(387.641.111)	(660.665.460)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(6.865.655)	-	74.015.741	67.150.086	6.865.655	72.555.238	(910.579)	71.644.659
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			41.885.724				(989.868.008)	(947.982.284)		(947.982.284)	(744.631.576)	(1.692.613.860)
Total de cambios en patrimonio	2.844.397.890	-	(15.301.957)	(30.680.754)	-	(1.836)	(916.013.117)	(961.997.664)	392.355.456	2.274.755.682	(725.497.866)	1.549.257.816
Saldo Final al 31/12/2013	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-	11.811	(2.414.023.486)	(2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861
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)									377.350.521	377.350.521	515.662.447	893.012.968
Otro resultado integral			(217.342.727)	27.904.293	(742.368)	(189)	28	(190.180.963)		(190.180.963)	(142.979.931)	(333.160.894)
Resultado integral										187.169.558	372.682.516	559.852.074
Dividendos									(188.298.192)	(188.298.192)	(304.068.003)	(492.366.195)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	742.368	-	(801.401)	(59.033)		(742.368)	(801.401)	481.376
Total de cambios en patrimonio	-	-	(217.342.727)	27.904.293	-	(189)	(801.373)	(190.239.996)	188.309.961	(1.930.035)	69.095.889	67.165.854
Saldo Final al 31/12/2012	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

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2014 M\$	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		7.786.425.908	6.946.352.718	7.421.957.070
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		53.736.441	92.757.838	96.444.426
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		20.348.278	74.183.266	7.552.852
Otros cobros por actividades de operación		793.806.980	503.343.750	379.638.920
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(4.395.777.186)	(3.690.576.400)	(3.899.057.207)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(482.784.407)	(448.354.032)	(400.061.812)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(15.147.534)	(5.782.311)	(8.066.513)
Otros pagos por actividades de operación		(1.418.097.022)	(1.176.355.154)	(1.351.575.914)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(428.343.722)	(381.648.502)	(452.305.887)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(216.129.742)	(212.945.529)	(251.163.500)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.698.037.994	1.700.975.644	1.543.362.435
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.e	40.861.571	-	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	7.c	(37.654.762)	-	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		1.126.402.278	871.863.989	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(480.297.836)	(1.433.536.193)	(194.093.275)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(3.315.000)	(5.084.700)	(7.140.000)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(4.844.706)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		167.486	5.462.527	755.445
Compras de propiedades, planta y equipo		(825.909.425)	(603.413.832)	(517.233.484)
Compras de activos intangibles		(260.500.759)	(169.371.666)	(187.197.935)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		2.037.930	1.987.002	162.992
Compras de otros activos a largo plazo		(2.952.035)	(2.034.104)	(2.859.668)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(26.683.724)	(3.485.915)	(2.691.688)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		16.957.654	14.308.008	2.013.452
Cobros a entidades relacionadas		-	4.895.411	2.600.730
Dividendos recibidos		13.567.998	9.081.705	7.539.711
Intereses recibidos		93.410.873	92.176.821	56.681.895
Otras entradas (salidas) de efectivo		44.220.761	(1.891.436)	(674.255)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(299.686.990)	(1.223.887.089)	(842.136.080)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		8.783.766	1.130.817.519	-
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		(385.132.160)	-	-
Total importes procedentes de préstamos		774.199.941	530.735.256	501.199.355
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		740.518.825	487.162.501	400.797.521
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		33.681.116	43.572.755	100.401.834
Préstamos de entidades relacionadas		-	693.084	-
Pagos de préstamos		(622.496.486)	(563.049.681)	(645.675.778)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(16.559.995)	(9.388.183)	(25.491.730)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(17.236.440)	-	-
Dividendos pagados		(632.808.121)	(482.046.152)	(547.081.888)
Intereses pagados		(246.769.836)	(230.584.133)	(253.478.855)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(145.440.332)	(40.412.354)	(41.745.935)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.283.459.663)	336.765.356	(1.012.274.831)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		114.891.341	813.853.911	(311.048.476)
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		(16.503.717)	(23.298.403)	(60.803.672)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		98.387.624	790.555.508	(371.852.148)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	7	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	7. d	1.704.775.193	1.606.387.569	815.832.061

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3	Responsabilidad de la información y estimaciones realizadas.....	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%.....	17
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	17
2.5	Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos	17
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	18
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	20
a)	Propiedades, planta y equipo.....	20
b)	Propiedad de inversión.....	22
c)	Plusvalía.....	22
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	22
d.1)	Concesiones.....	23
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	24
d.3)	Otros activos intangibles.....	24
e)	Deterioro del valor de los activos.....	24
e.1)	Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).....	24
e.2)	Activos financieros.....	25
f)	Arrendamientos.....	25
g)	Instrumentos financieros.....	26
g.1)	Activos financieros no derivados.....	26
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	27
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	27
g.4)	Derivados y operaciones de cobertura.....	27
g.5)	Valor razonable de los instrumentos derivados.....	28
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	28
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	29
h)	Medición del valor razonable.....	29
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	29
j)	Inventarios.....	30
k)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	30
l)	Acciones propias en cartera.....	30
m)	Provisiones.....	30
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	31
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	31
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	32
p)	Impuesto a las ganancias.....	32
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	33
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	33
s)	Dividendos.....	33
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	34
u)	Estado de flujos de efectivo.....	34
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	35
4.1	Marco regulatorio:.....	35

4.2	Revisiones tarifarias:.....	40
5.	COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA	43
6.	AUMENTO DE CAPITAL	46
7.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	48
8.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	49
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	49
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	51
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	51
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	51
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	52
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	53
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia	54
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	56
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	56
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	56
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	56
11.	INVENTARIOS.....	57
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	57
13.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	58
14.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	59
14.1.	Inversiones contabilizadas por el método de participación	59
15.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	61
16.	PLUSVALÍA.....	63
17.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	65
18.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	68
19.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	70
20.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	73
20.1	Préstamos que devengan intereses.....	73
20.2	Obligaciones No Garantizadas	75
20.3	Obligaciones Garantizadas	75
20.4	Deuda de cobertura.....	79
20.5	Otros aspectos.....	79
21.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	79
21.1	Riesgo de tasa de interés.....	79
21.2	Riesgo de tipo de cambio.....	80
21.3	Riesgo de commodities.....	80
21.4	Riesgo de liquidez.....	81
21.5	Riesgo de crédito.....	81
22.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	83
22.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	83
22.2	Instrumentos derivados.....	84
22.3	Jerarquías del valor razonable.....	86
23.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	87
24.	PROVISIONES.....	88
25.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	89
25.1	Aspectos generales:	89
25.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	89
26.	PATRIMONIO.....	94
26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	94
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	96
26.3	Gestión del capital.....	96
26.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	96

26.5	Otras Reservas.....	96
26.6	Participaciones no controladoras.....	97
27.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	100
28.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	100
29.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	101
30.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	101
31.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	101
32.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	102
33.	RESULTADO FINANCIERO.....	102
34.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	103
35.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	104
35.1	Criterios de segmentación.....	104
35.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	105
35.3	Países.....	108
35.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	111
36.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	117
36.1	Garantías directas.....	117
36.2	Garantías Indirectas.....	117
36.3	Litigios y arbitrajes.....	118
36.4	Restricciones financieras.....	134
36.5	Otras informaciones.....	139
37.	DOTACIÓN.....	142
38.	SANCIONES.....	142
39.	MEDIO AMBIENTE.....	155
40.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	155
41.	HECHOS POSTERIORES.....	157
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:.....	160
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:.....	162
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:.....	163
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:.....	164
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:.....	169
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:.....	171
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:.....	174
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA:.....	178
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:.....	179

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2014 Y 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 Enel Iberoamérica S.R.L, entidad 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 Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 12.275 trabajadores al 31 de diciembre de 2014. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2014 fue de 11.931 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 37.

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 2013 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 7 de febrero de 2014, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 23 de abril de 2014, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.n.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Enersis al 31 de diciembre de 2014, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de enero de 2015, han sido preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones de la SVS, priman estas últimas sobre las primeras. Al 31 de diciembre de 2014, la única instrucción de la SVS que contraviene las NIIF se refiere al registro particular de efectos sobre impuestos diferidos en las compañías Chilenas del Grupo Enersis. (ver Nota 3.p y 19c).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 31 de diciembre de 2014 y 2013, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2012 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados 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 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 las instrucciones de la SVS.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

a) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2014:

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>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>CINIIF 21: Gravámenes</p> <p><i>Esta interpretación de la NIC 37 "provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes", proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>Enmienda a NIC 36: Deterioro del valor de los activos</p> <p><i>La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>
<p>Enmienda a NIC 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición</p> <p><i>A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2014.</p>

La nueva interpretación y enmiendas adoptadas, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2014, no han tenido un efecto significativo en los estados financieros consolidados de Enersis y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2015 y siguientes:

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, los siguientes pronunciamientos contables habían sido emitidos por el IASB, pero no eran de aplicación obligatoria:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>NIIF 9: Instrumentos Financieros</p> <p><i>Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:</i></p> <p><i>Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.</i></p> <p><i>Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.</i></p> <p><i>Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.</i></p> <p><i>Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>NIIF 14: Cuentas regulatorias diferidas</p> <p><i>El objetivo de este estándar intermedio es reducir las barreras a la adopción de las NIIF por parte de entidades que desarrollan actividades de tarifa regulada. Esta norma permite a quienes adoptan por primera vez las NIIF, y que cumplan los requisitos, continuar con sus anteriores políticas de contabilidad PCGA relacionadas con tarifa regulada, y establece requerimientos específicos de presentación de saldos y de revelaciones de información.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p><i>Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017</p>
<p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>Esta modificación al alcance de la NIC tiene por objetivo simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014</p>
<p>Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos</p> <p><i>Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p><i>La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangible el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p><i>Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Divulgación</p> <p><i>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas para alentar aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación</p> <p><i>Las modificaciones de alcance restringido introducen aclaraciones a los requisitos para la contabilización de las entidades de inversión. Las modificaciones también proporcionan alivio en circunstancias particulares, lo que reducirá los costos de la aplicación de las Normas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016.</p>

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 y NIIF 15 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 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 y las instrucciones de la SVS.

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

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h)

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (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.m.1 y 25).
- 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 22).
- 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 (ver anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 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.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios

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

2.4 Entidades filiales.

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enersis, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

Enersis tiene poder sobre sus filiales cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

El Grupo reevaluará si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados, 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.

Con fecha 30 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., filial de Enersis, concretó la venta de la totalidad de sus participaciones sociales, directas e indirectas, en las compañías Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. El precio de venta de estas participaciones sociales ascendió a M\$ 57.173.143, monto que fue pagado al contado en la misma fecha. (ver nota 32).

La salida de Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. del perímetro de consolidación de Enersis supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 54.845.853 en los activos corrientes, M\$ 12.822.077 en los activos no corrientes, M\$ 1.393.348 en los pasivos corrientes y de M\$ 0 en los pasivos no corrientes.

Durante el primer semestre de 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo Enersis la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% de participación en dicha sociedad, el 22 de abril de 2014 (ver Nota 5).

En virtud de esta operación, se incorporaron al Grupo, en calidad de filiales, la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, GasAtacama S.A., GasAtacama Chile S.A., Gasoducto TalTal S.A., Progas S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A., Atacama Finance Co., GNL Norte S.A. y Energex Co.

El ingreso de Inversiones GasAtacama Holding Limitada al perímetro de consolidación del Grupo Enersis supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 198.924.289 en los activos corrientes, M\$ 221.471.415 en los activos no corrientes, M\$ 69.989.919 en los pasivos corrientes y de M\$ 35.672.488 en los pasivos no corrientes.

Durante el ejercicio 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., como parte del proceso de aumento de capital que Enersis concretó en marzo de 2013 (ver nota 6 y 26.1.1).

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.

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 acuerdos conjuntos

Son sociedades asociadas aquellas en las que Enersis, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre dichas políticas. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.i).

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las el grupo ejerce control 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 el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad.
- Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Enersis actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

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 dichas sociedades.

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 adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, 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, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir estos montos.

Para cada combinación de negocios, el Grupo elige si valora las participaciones no controladoras de la adquirida al valor razonable o por la parte proporcional de los activos netos identificables de la adquirida.

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el grupo informará los valores provisionales registrados. Durante el período de medición, un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retroactivamente los importes provisionales reconocidos y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio.

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.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad 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 la matriz última, 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, planta y equipo.**

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre 7,5% y un 10,8% al 31 de diciembre de 2014 (7,25% y 9,31% al 31 de diciembre de 2013). El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 56.918.667, M\$ 30.325.539 y M\$ 26.477.369 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente (ver Nota 33).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 65.229.258, M\$ 48.087.586 y M\$ 32.925.771 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 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 razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. 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 24).

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 y los valores residuales se revisan 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 - 85
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	10-85
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-35
Renovables	35
Instalaciones de transporte y distribución:	
Red de alta tensión	10-80
Red de baja y media tensión	7-62
Equipos de medida y telecontrol	3-76
Otras instalaciones	4-25
Instalaciones de transporte de gas natural	
Gasoductos	35

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	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	73 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	9 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	73 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	73 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	13 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	2001	30 años	17 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	6 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	8 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

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, interpretación 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, la filial CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. 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. Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

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 18.

c) Plusvalía.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre la participación del Grupo en el monto neto de los activos adquiridos y pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición. 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 adquiridos y los pasivos asumidos 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 no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, 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 diciembre de 2014 y 2013, 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.

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 “Acuerdos de Concesión de Servicios”. 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.m)

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 ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 12.046.728, M\$ 13.877.942 y M\$ 15.741.611, respectivamente.

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	12 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1997	30 años	13 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponibles para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 8)

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 diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendió a M\$ 1.894.105, M\$ 1.996.818 y M\$ 2.298.344, 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.

e.1) Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).

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 (UGE) 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 razonable 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 2014 y 2013, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)	
		2014	2013
Chile	Peso chileno	2,2% - 5,0%	2,2% - 5,3%
Argentina	Peso argentino	6,9% - 7,7%	8,6% - 9,0%
Brasil	Real brasileño	5,0% - 5,9%	5,1% - 6,1%
Perú	Nuevo sol peruano	3,4% - 4,4%	3,6% - 4,6%
Colombia	Peso colombiano	4,3% - 5,3%	4,3% - 5,3%

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2014 y 2013 fueron las siguientes:

País	Moneda	2014		2013	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	7,9%	13,0%	7,8%	16,3%
Argentina	Peso argentino	23,3%	38,9%	39,2%	44,4%
Brasil	Real brasileño	9,7%	22,7%	9,0%	18,8%
Perú	Nuevo Sol peruano	7,3%	14,3%	7,3%	13,9%
Colombia	Peso colombiano	8,0%	13,3%	8,5%	14,2%

En el caso de que el monto recuperable de la UGE 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. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en ejercicios anteriores, son revertidas cuando se presentan indicios de que esta pérdida ya no existe o podría haber disminuido, 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.

e.2) Activos financieros.

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 el 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 (ver Nota 9) .
- 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 (ver Notas 8 y 22).

f) Arrendamientos.

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enersis analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

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

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

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

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, 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 14) y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

- **Cuentas comerciales por cobrar 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 período 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 período 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.
- **Activos financieros 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 y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (ver Nota 8).

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 razonable 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, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), 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 22, 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 “Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

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

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

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

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- 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 de los instrumentos derivados.

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

- Para los derivados cotizados en un mercado activo, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados 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, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

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

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

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.

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros.

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

h) Medición del valor razonable.

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

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). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg"; y

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

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía;
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión 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. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión 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.

j) Inventarios.

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

k) 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, los negocios conjuntos 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".

l) 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 directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2014 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2014 y 2013 transacciones con acciones propias.

m) 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.

m.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 son reconocidos inmediatamente.

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 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 como componente de "Otro resultado integral".

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

n) 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.

o) 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, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, 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.

p) Impuesto a las ganancias.

El gasto 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, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

Como excepción al criterio antes descrito y conforme a lo establecido en el Oficio Circular N° 856 de la SVS, emitido con fecha 17 de octubre de 2014, las variaciones en los activos y pasivos por impuestos diferidos que surgen como consecuencia del incremento progresivo en la tasa de impuesto a las ganancias introducido por la Ley 20.780, de fecha 29 de septiembre de 2014, y que afectan las compañías Chilenas del Grupo Enersis, han sido registradas directamente en Patrimonio (ganancias acumuladas). (ver nota 19c).

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo impuesto diferido relativo a la diferencia temporaria deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

- No es una combinación de negocios y;
- en el momento en que fue realizada no afectó ni a la ganancia contable ni a la ganancia (pérdida) tributaria.

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas y acuerdos conjuntos, los activos por impuestos diferidos se reconocen sólo en la medida en que sea probable que las diferencias temporarias reviertan en un futuro previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

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.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo 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.

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.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se presentan en forma neta en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes

contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

q) 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 y valor 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.

r) 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 los ejercicios 2014, 2013 y 2012, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

s) 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 año se determina el monto de la obligación con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar" y 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.

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, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

4.1 Marco regulatorio:

Chile

El sector eléctrico 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 el Ministerio de Energía que tiene 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 (CER), el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). 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. El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que permitirá la interconexión del SIC con el SING.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, 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.

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) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus 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⁽¹⁾ 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.

(1) Al cierre del año 2014, se tramitaba en el Congreso una modificación legal al articulado de licitaciones de la ley eléctrica. Una de las modificaciones contempla subir el límite de 2.000 a 5.000 kW

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 kW (ver nota de pie de página N° 1), 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 (ver nota de pie de página N° 1), 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.

El 15 de mayo de 2014, el Ministro de Energía presentó la “Agenda de Energía”, documento que contiene los lineamientos generales de política energética a llevar a cabo por el nuevo gobierno.

El 29 de septiembre ha sido aprobada la Reforma Tributaria en la que destaca la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂). Para las emisiones de CO₂, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

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”. Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de 120 Ar\$/MWh. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que emplean combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Además de lo anterior, con base en la pesificación y devaluación de la economía, el pago por capacidad se redujo de 10 dólares estadounidenses a 10 pesos por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a 12 pesos.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase frente a los costos reales de la generación, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos de acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En Mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Endesa Costanera, e Hidroeléctrica El Chocón) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y define, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinarán en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolidará en un fideicomiso para inversiones futuras.

En principio la gestión comercial y el despacho de combustible se centralizará en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que los Generadores puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente es importante mencionar que en el caso de Endesa Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015) y de las Unidades Turbovapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement – LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron 41% para plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21\$Arg/MWh para los ciclos combinados y 24\$Ar/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

Brasil

Las legislaciones de Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en 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 libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, 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, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes. 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, con límite 3.000 kW o 500 kW si compran ERNC.

En el ambiente de contratación libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el ambiente de contratación regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por ANEEL. De esta manera, 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.

El 25 de noviembre de 2014, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se cambiarían los límites máximo (disminución de 823 para 388 R\$/MWh) y mínimo (aumento de 16 para 30 R\$/MWh). La decisión fue resultado de un amplio debate, que comenzó con la Consulta Pública n. 09/2014 y más tarde la Audiencia Pública n. 54/2014.

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del

año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (sazonalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Ampla y Abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA).

El 10 de Diciembre de 2014, fue firmado un addendum al contrato de concesión de las distribuidoras en Brasil (Ampla y Coelce), que permite que estos activos regulatorios (CVA's y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación través de las tarifas.

Colombia

Para el establecimiento del nuevo marco ordenado por la Constitución, se expidió la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142 de 1994) y la Ley Eléctrica (Ley 143 de 1994), mediante las cuales se definen los criterios generales y las políticas que deberán regir la prestación de los servicios públicos domiciliarios en el país y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

La Ley Eléctrica viabiliza el enfoque constitucional, regula las actividades de generación, transmisión, distribución, y comercialización de electricidad, crea ambiente de mercado y competencia, fortalece el sector y delimita la intervención del Estado. Teniendo en cuenta las características de cada una de las actividades o negocios, se estableció como lineamiento general para el desarrollo del marco regulatorio, la creación e implementación de reglas que permitieran la libre competencia en los negocios de generación y comercialización de electricidad, en tanto que la directriz para los negocios de transmisión y distribución se orientó al tratamiento de dichas actividades como monopolios, buscando en todo caso condiciones de competencia donde esta fuera posible.

La principal institución del sector eléctrico es el Ministerio de Minas y Energía que a través de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), elabora el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y la Superintendencia de Servicios Públicos (SSPD) son las encargadas, respectivamente, de regular y fiscalizar a las empresas del sector, adicionalmente la Superintendencia de Industria y Comercio es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

El sector eléctrico se fundamenta en el hecho de que las empresas comercializadoras y los grandes consumidores pueden transar la energía por medio de contratos bilaterales o a través de un mercado de corto plazo denominado bolsa de energía, que opera libremente de acuerdo con las condiciones de oferta y demanda. Además, para promover la expansión del sistema, se realizan subastas de largo plazo de Energía Firme, dentro del esquema de Cargo por Confiabilidad. La operación y la administración del mercado la realiza XM, que tiene a su cargo las funciones de Centro Nacional de Despacho (CND) y Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).

Perú

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) y su Reglamento y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, son las normas principales que integran el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú.

La Ley 28.832, tiene como objetivos asegurar en forma suficiente una generación eficiente que reduzca el riesgo de volatilidad de precios y el racionamiento, propiciando un establecimiento de precios de mercado basados en la competencia, planificar y asegurar un mecanismo que garantice la expansión de la red de transmisión, así como permitir también la participación de los Grandes Usuarios Libres y Distribuidores en el mercado de corto plazo. En este sentido, con la finalidad de incentivar las inversiones en generación eficiente y la contratación con empresas distribuidoras, se promovieron licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo con precios firmes. Al respecto, las empresas distribuidoras deben iniciar los procesos de licitación por lo menos con tres años de anticipación a fin de evitar que la demanda de sus Usuarios Regulados quede sin cobertura.

La expansión de la transmisión debe ser planificada mediante un Plan de Transmisión de carácter vinculante, elaborado por el COES SINAC y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas previa opinión favorable de Osinermin. Se distinguen dos tipos de instalaciones: a) El Sistema Garantizado de Transmisión, que es

remunerado por la demanda y b) El Sistema Complementario de Transmisión, que es remunerado en forma compartida por los generadores y la demanda.

En cuanto al COES SINAC, éste organismo tiene por finalidad coordinar la operación al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema y el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, planificar la Transmisión y administrar el Mercado de Corto Plazo. Está conformado por los Generadores, Transmisores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres (usuarios con demandas iguales o superiores a 10 MW), integrantes del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Los generadores pueden vender su energía a: (i) Empresas Distribuidoras por medio de contratos licitados o contratos bilaterales regulados, (ii) Clientes libres y (iii) Mercado Spot donde se transan excedentes de energía entre compañías generadoras. Los generadores también obtienen un pago por la potencia firme que aportan al sistema, pago que es independiente de su despacho.

La formación del precio spot en Perú no refleja necesariamente los costos del sistema, al definirse un costo marginal idealizado, considerando que no existen las actuales restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y, de la misma forma, al definir un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) y se mantendrá, al menos, hasta finales de 2016.

Energías renovables no convencionales

- *En Chile*, 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%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.
- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- *En Colombia* en 2001 se expidió la Ley 697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se promulgó la Ley 1715, creado un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Se espera en el 2015 la reglamentación de esta Ley por parte de las autoridades competentes.
- *En Perú* existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el Osinergmin, realiza subastas diferenciadas por tecnología para cumplirlo.

Límites a la integración y concentración.

En general, en todos los países existe una legislación de defensa de la libre competencia, que junto con la normativa específica aplicable en materia eléctrica definen criterios para evitar determinados niveles de concentración económica y/o prácticas abusivas de mercado.

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

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. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de

Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. 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.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías 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 (1)
Chile	> 500 kW (2)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (3)

(1): 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.

(2): Los clientes entre 500 y 2.000 kW (ver nota al pie de página N° 1) pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.000 kW necesariamente son clientes libres.

(3): 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.

4.2 Revisiones tarifarias:

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. El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto tarifario N° 1T del Ministerio de Energía, cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 4 de noviembre de 2012 y regirá hasta el 3 de noviembre de 2016. El siguiente proceso de fijación de tarifas corresponderá realizarlo el 2016, para el período noviembre de 2016-noviembre de 2020.

Con fecha 9 de abril de 2013 fue publicado, en el Diario Oficial, el Decreto N° 14 de subtransmisión que fija los peajes de este segmento para el período 2011-2014. Mediante los Decretos de Precio de Nudo Promedio dichos peajes son traspasados a los clientes finales, ya que son parte de los costos de las empresas distribuidoras.

Los decretos de Precio Nudo Promedio, que incluyen esos nuevos peajes de subtransmisión, fueron publicados entre los meses de octubre y diciembre de 2014. Durante los primeros meses del 2015, las empresas distribuidoras deben reliquidar a los clientes finales esos nuevos peajes, según instruyó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Por otra parte, durante el año 2014 existieron retrasos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Corto Plazo (PNCP), razón por la cual no se efectuaron las indexaciones de los contratos de suministros en la fecha de entrada en vigencia de esos decretos, quedando provisionadas esas diferencias. Los montos estimados de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro "Deudores Comerciales" en lo que respecta a los derechos a cobro, y bajo el rubro "Acreedores comerciales y Otras cuentas por Pagar" sobre las obligaciones con las generadoras.

Argentina

En Argentina la primera revisión de tarifas de EDESUR prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008 se

efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012 el ENRE aprobó la Resolución 347, que autorizó la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013 se publicó la Resolución SE N° 250/13 que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta septiembre del 2013, por la Nota SE N°6852/2013, lo que produjo un efecto positivo en los resultados financieros de la distribuidora. Durante 2014 mediante la Nota S.E. N° 4012 y la Nota ENRE N° 112606 se autorizó nuevamente la compensación MMC-PUREE para el período octubre 2013-marzo 2014. Adicionalmente, mediante las Notas de la S.E. N°486 y N° 1136 se autorizó la compensación MMC-PUREE para el período abril-agosto 2014 y luego para el período septiembre-diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

Brasil

Por su parte, 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) que corresponden a la revisión de tarifa normales (RTO) (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias (RTE), cuando se han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2012 para el período 2011-2015, y fue aplicada desde el 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011; la siguiente revisión periódica de Coelce se realizará por parte de ANEEL en abril de 2015 y abarcará el período 2015-2019. Por otra parte, ANEEL culminó en abril de 2014 el proceso de revisión periódica de tarifas de Ampla para el período 2014-2019, con efecto retroactivo al 15 de marzo de 2014. El último reajuste anual para Coelce fue realizado por ANEEL en abril de 2014.

En septiembre de 2012 el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley 12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de -18% en todo el país. Para Ampla y Coelce esta reducción tarifaria tuvo efecto desde final de enero, hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

En junio de 2014 ANEEL presentó su propuesta para las metodologías que empleará en el 4° ciclo de revisiones tarifarias de las distribuidoras, las cuales están disponibles para comentarios de los agentes hasta el 1° de septiembre de 2014, y en una segunda ronda que empezó en Diciembre 2014 y va hasta Febrero 2015. Los temas más relevantes en discusión son: (i) disminución de la tasa de remuneración WACC real antes de impuestos, desde 11,36% a 10,85%; (ii) modificación de la base de remuneración regulatoria empleando benchmarking en parte de la base de activos (costos adicionales y componentes menores). La nueva metodología sería aplicada a COELCE en su revisión plurianual de abril de 2015 si la metodologías sean publicadas a tiempo.

En 2014, Brasil siguió con sequía. En noviembre el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses atingirán un 1% debajo de lo último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno afirma la existencia de no riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizarán un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit que tendrá a ser recuperado en la tarifa a través de los mecanismos de CVA's

ANEEL aprobó en noviembre de 2014 el registro de los activos y pasivos regulatorios en el balance de las empresas. Hasta el momento los costos de compra de energía de un año se reconocían un año después en el siguiente proceso tarifario y se acumulaban en una cuenta regulatoria (activo regulatorio) pero no se podían registrar contablemente debido a la ausencia de un reglamento específico.

Por otra parte, ANEEL aprobó en septiembre de 2014 la aplicación del sistema de banderas tarifarias. A partir de enero de 2015 se incluirá en la factura eléctrica un informativo de colores que indicarán al cliente la situación de los costos de generación del siguiente mes: i) verde: sin variación de la tarifa, ii) amarilla: incremento de 1,5 R\$ por cada 100 kWh, y iii) roja: incremento de 3,0 R\$ por cada 100 kWh. Con este mecanismo el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. La recaudación adicional obtenida por las distribuidoras por la aplicación de las banderas tarifarias será considerada al momento del reajuste tarifario anual.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad que decide y define el método por el que las redes de distribución son remunerados. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Hoy en día, estos cargos incluyen el valor nuevo de reposición de todos los activos existentes en funcionamiento, el AOM, así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

En Colombia, los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009. Por su parte, los cargos de comercialización fueron establecidos en 1998.

La revisión de los cargos de distribución regulados inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la resolución 043 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la resolución CREG 079 de 2014. Esta resolución surge a raíz de las políticas definidas por el Ministerio de Minas y Energía que buscan asegurar la oportuna expansión y adecuación de los activos y en ese sentido incorporan incentivos a la reposición y un Plan de Inversiones de amplio alcance que permitirán incorporar tecnología, mejorar la calidad del servicio y controlar las pérdidas de energía.

Complementariamente, la Comisión de Regulación ha emitido las resoluciones CREG 083 de 2014 y 112 de 2014 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada-WACC para las actividades de Distribución y Transmisión Eléctrica, así como para Distribución y Transporte de Gas Natural.

De acuerdo a la agenda regulatoria, se espera que se publique la resolución definitiva en el segundo trimestre de 2015.

En lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, se espera que en el I semestre del año 2015 el regulador emita la metodología definitiva de cargos, cuya revisión ha estado en agenda durante los últimos años. Al respecto, desde Codensa se ha contribuido con los comentarios al borrador de metodología, enfocados principalmente al adecuado reconocimiento de los costos de la gestión y mantenimiento de las pérdidas de energía y a la adecuada valoración del riesgo de cartera que enfrenta Codensa como comercializador.

Con respecto a la fórmula tarifaria, la Comisión publicó la resolución CREG 135 de 2014. Esta resolución establece las bases sobre las cuales se efectuarán los estudios para determinar la fórmula del costo unitario de prestación del servicio para el siguiente período tarifario.

Perú

Al igual que en Chile, en Perú se realiza un proceso para la determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2013 el OSINERGMIN publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Edelnor para el período noviembre 2013 a octubre 2017.

5. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA

El 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada (en adelante “GasAtacama”), que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. (en adelante “Southern Cross”) poseía a dicha fecha.

Con esto, el Grupo alcanzó el 100% de propiedad de GasAtacama, sociedad controladora de la Central Atacama, una central térmica de ciclo combinado a gas natural o petróleo diesel, de 780 MW de potencia situada en el norte de Chile; del Gasoducto Atacama, de 940 km de longitud que une Coronel Cornejo (Argentina) y Mejillones (Chile); y del Gasoducto Taltal, de 223 km de longitud que une Mejillones y Paposo.

La toma de control sobre GasAtacama permite al Grupo sumar cerca de 1.000 MW de capacidad de generación en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), logrando de esta manera satisfacer la mayor demanda industrial, residencial y minera, a través de una oferta de energía competitiva y de bajo impacto ambiental.

La adquisición de GasAtacama fue registrada siguiendo los criterios de contabilización de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, detallados en la nota 2.6.1

A partir de la fecha de adquisición, Inversiones GasAtacama Holding Limitada contribuyó ingresos de actividades ordinarias por M\$ 113.074.006 y ganancias antes de impuestos por M\$ 33.443.547 a los resultados del Grupo. Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2014, se estima que para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían ascendido a M\$ 179.474.707 y la ganancia antes de impuesto consolidada habría ascendido a M\$ 41.772.291.

a) Contraprestación transferida

La siguiente tabla resume el valor razonable, en la fecha de adquisición de GasAtacama, de cada clase de contraprestación transferida:

	M\$
Efectivo	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos	(16.070.521)
Total precio pagado	157.958.101

El desembolso total de la transacción ascendió a M\$ 174.028.622, e incluyó la cesión de derechos de cobro de un crédito por M\$ 16.070.521, que la Sociedad Pacific Energy Sub Co. (filial de Southern Cross) mantenía vigente con Atacama Finance Co. (filial de GasAtacama).

b) Costos relacionados con la adquisición

Endesa Chile incurrió en costos de M\$ 23.543 relacionados con la adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en el rubro Otros gastos por naturaleza del estado de resultados integrales consolidado.

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

A continuación se resumen los montos reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

	Valor razonable
Activos netos adquiridos identificables	M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	120.303.339
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	34.465.552
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	5.692.257
Inventarios corrientes	15.009.265
Propiedades, planta y equipo	199.660.391
Activo por impuestos diferidos	2.392.531
Otros activos	23.906.126
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	(30.818.836)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	(34.445.277)
Pasivo por impuestos diferidos	(28.923.167)
Otros pasivos	(10.874.817)
Total	296.367.364

Respecto al monto bruto de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no se prevé riesgo de incobrabilidad.

Considerando la naturaleza del negocio y activos de GasAtacama, la medición del valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos fue realizada utilizando los siguientes enfoques de valoración:

- i.- enfoque que mercado mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.
- ii.- enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.
- iii.- enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

Conciliación de valores

Los valores razonables surgen finalmente como consecuencia de una evaluación y conciliación de los resultados de los métodos seleccionados, en base a la naturaleza de cada uno de los activos adquiridos y pasivos asumidos.

Si dentro del período de un año a contar de la fecha de adquisición, nueva información obtenida acerca de hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, da origen al reconocimiento de activos o pasivos adicionales, se revisará la contabilización de la adquisición y se efectuarán las correcciones que procedan, siguiendo el criterio descrito en nota 2.6).

d) Plusvalía

	M\$
Precio pagado	157.958.101
Valor razonable de participación pre-existente	157.147.000
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(296.367.364)
Plusvalía (Ver Nota 16)	18.737.737

La plusvalía es atribuible principalmente al valor de las sinergias que se esperan lograr a través de la integración de GasAtacama en el Grupo. Estas sinergias están relacionadas, entre otras, con reducción de costos administrativos, de estudios y estructuras, que podrían ser absorbidos por Endesa Chile.

e) Remediación de participación pre-existente y diferencias de cambio por conversión

La remediación del valor razonable de 50% de participación pre-existente que Endesa Chile tenía sobre GasAtacama, resultó en una ganancia de M\$ 21.546.320. Este monto corresponde a la diferencia positiva que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente, que ascendió a M\$ 157.147.000, y el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación en la fecha de adquisición, que ascendía a M\$ 135.600.680.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Endesa Chile/Enersis hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, generando una ganancia de M\$ 21.006.456.

Ambos montos han sido registrados en el rubro “otras ganancias (pérdidas)” del estado de resultados integrales consolidado. (ver Nota 32).

6. AUMENTO DE CAPITAL

Durante el primer trimestre de 2013, se perfeccionó el proceso de aumento de capital de Enersis aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, con una suscripción del 100% de acciones a colocar (ver nota 26.1.1).

El citado aumento de capital alcanzó la suma de M\$ 2.845.858.393. Un 60,62% de las acciones fueron suscritas por Endesa, S.A. y pagadas a través del aporte de sus inversiones en Latinoamérica valoradoras en M\$ 1.724.400.000. El resto de acciones fueron suscritas y pagadas por participaciones no controladoras de Enersis, a través de aportaciones en efectivo, por un monto de M\$ 1.121.458.393, que incluyen una prima de emisión por M\$ 1.460.503.

El aporte de Endesa, S.A. fue realizado mediante la transferencia de la totalidad de sus derechos sociales en la sociedad Cono Sur Participaciones, S.L., permitiendo de esta forma la incorporación en Enersis de todos sus activos y pasivos, los cuales reunían participaciones societarias en sociedades de Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

El detalle de las participaciones aportadas por Endesa, S.A. se resume como sigue:

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

Sociedad	Porcentaje aportado
Empresa Distribuidora S.A.	6,23%
Enel Brasil S.A.	28,48%
Ampla Energía y Servicios S.A.:	7,70%
Ampla Inversiones y Servicios S.A.	7,70%
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%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un cargo a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis por M\$ 947.982.284, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

Adicionalmente, se ha efectuado la correspondiente redistribución de los componentes de otros resultados integrales. En este sentido se ha registrado un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 41.885.724. Mediante esta redistribución, que se ha determinado a prorrata de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., se ha atribuido a los accionistas de Enersis la proporción que les corresponde de las Reservas de cambio por conversión que hasta antes de la operación se atribuían a participaciones no controladoras.

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.	100,00%
Endesa Cemsa S.A.	55,00%
Generalima S.A.C.	100,00%
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%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un abono a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis por M\$ 92.011.899, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

A continuación se presenta un resumen de los efectos que el Aumento de Capital originó en el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enersis, en la fecha en que se concretó la operación:

	Aporte en Efectivo	Aporte en sociedades controladas previamente	Aporte en sociedades no controladas previamente, o sobre la que no se poseía participación	Total efectos al 31 de Marzo de 2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS				
Activos corrientes	1.121.458.393	-	189.506.588	1.310.964.981
Activos no corrientes	-	-	161.105.666	161.105.666
TOTAL ACTIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647
PASIVOS				
Pasivos corrientes	-	-	180.637.894	180.637.894
Pasivos no corrientes	-	-	54.241.781	54.241.781
TOTAL PASIVOS	-	-	234.879.675	234.879.675
PATRIMONIO				
Aumento de Capital	1.119.997.890	1.692.613.860	31.786.140	2.844.397.890
Primas de emisión aumento de Capital (otras Reservas)	1.460.503	-	-	1.460.503
Otras reventas varias	-	(989.868.008)	92.011.899	(897.856.109)
Diferencias de cambio por conversión	-	41.885.724	-	41.885.724
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.121.458.393	744.631.576	123.798.039	1.989.888.008
Participaciones no controladoras	-	(744.631.576)	(8.065.460)	(752.697.036)
PATRIMONIO TOTAL	1.121.458.393	-	115.732.579	1.237.190.972
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	1.121.458.393	-	350.612.254	1.472.070.647

Respecto a los gastos de emisión y colocación acciones, éstos ascendieron al 31 de diciembre de 2013 a M\$ 23.592.387 y, de acuerdo a lo indicado en nota 3.t), se registraron en Otras reservas varias. (Ver Nota 26.5.c.2)).

El monto de la ganancia neta atribuible a los accionistas de Enersis, por la participación adquirida, ascendió a M\$126.280.714 durante el ejercicio 2013.

7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo en caja	1.264.361	634.742
Saldos en bancos	283.305.826	237.282.963
Depósitos a corto plazo	922.909.741	1.057.505.464
Otros instrumentos de renta fija	497.265.563	310.964.400
Total	1.704.745.491	1.606.387.569

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 90 días, desde la fecha de inversión.

- b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Moneda	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
\$ Chilenos	687.912.363	673.499.514
\$ Argentinos	29.065.256	22.648.396
\$ Colombianos	357.337.537	344.234.511
Real Brasileño	197.723.752	249.642.972
Nuevo Sol Peruano	105.282.911	68.050.020
US\$ Estadounidenses	327.423.672	248.312.156
Total	1.704.745.491	1.606.387.569

- c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Adquisiciones de subsidiarias	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Importes por adquisiciones pagadas en efectivo y equivalentes al efectivo	(157.958.101)	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	120.303.339	-
Total neto (*)	(37.654.762)	-

(*) Ver nota 5.

- d) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.704.745.491	1.606.387.569
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	29.702	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.704.775.193	1.606.387.569

(*) Ver nota 13.

- e) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de subsidiarias:

Pérdida de control en subsidiarias	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias (*)	57.173.142	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo	(16.311.571)	-
Total neto	40.861.571	-

(*) Ver nota 2.4.1. y nota 32.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.944.058	4.129.036
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	362.169	29.195
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	492.923.605	448.107.319
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	38.301.763	588.490.652	26.340.396	34.867.362
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.414.588	25.142.725	7.229.290	4.403.506
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	52.677.337	163.288.698	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	7.061.715	4.107.362	22.002	-
Total	99.455.403	781.029.437	530.821.520	491.536.418

(*) ver nota 22.1.a

Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.g.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).

(**) 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 período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la 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 período 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 activos financieros disponibles para la venta (ver notas 3.g).

9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	1.844.027.889	291.641.675	1.286.605.376	223.045.673
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.275.999.654	202.932.480	1.002.252.700	181.381.483
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	568.028.235	88.709.195	284.352.676	41.664.190

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-12-2014		31-12-2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.681.686.903	291.641.675	1.129.737.108	223.045.673
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.120.897.826	202.932.480	855.106.689	181.381.483
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	560.789.077	88.709.195	274.630.419	41.664.190

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M\$ 31.042.105 (M\$ 34.740.084 al 31 diciembre de 2013); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ 253.484.218 (M\$ 138.901.549 al 31 de diciembre de 2013); Impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 157.439.993 (M\$ 84.473.227 al 31 de diciembre de 2013); Cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma del addendum en los contratos de concesión en

donde se reconoce como indemnizables los activos pendientes de recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por M\$ 150.387.462 (M\$ -.- al 31 de diciembre de 2013).

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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 10.1.

b) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	152.844.247	103.911.764
Con antigüedad entre tres y seis meses	14.297.179	30.627.469
Con antigüedad entre seis y doce meses	63.606.398	32.832.828
Con antigüedad mayor a doce meses	51.972.887	56.032.427
Total	282.720.711	223.404.488

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2013	157.841.770
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	33.554.637
Montos castigados	(18.827.998)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(15.700.141)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	156.868.268
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.848.140
Montos castigados	(19.013.041)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	1.637.619
Saldo al 31 de diciembre de 2014	162.340.986

(*) Ver nota 30 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 21.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL) : Ver anexo 6.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver anexo 6.1.

10. 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 la sociedad italiana Enel, S.p.A..

10.1 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	
							31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	51.722	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	16.773	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US\$	Reembolso gastos	Menos de 90 días	-	26.165	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real	Dividendos	Menos de 90 días	-	82.273	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	108.438	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	15.713	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	61.852	4.229	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Más de 90 días	-	9.056	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	273.705	66.697	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	64	11.949	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	26.514	-	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	78.172	104.391	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	47.811	600.854	486.605	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	846.807	799.470	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	1.477.177	1.375.492	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	649.986	366.882	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	11.845.926	11.382.879	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.644.650	1.717.013	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	549.359	445.022	-	-
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	544.015	-	-
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	-	14.839.233	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	513.804	1.184.715	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	130.431	87.817	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	36.067	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	99.662	129.780	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	10.299	25.908	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.256	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	21.647	-	-	-
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	147.239	-	-
Total							18.441.340	34.019.574	486.605	-

(1) Ver notas 2.4.1, 5 y 14.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	77.779	87.398	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	73.806.006	79.654.628	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US\$	Prestamos	Más de 90 días	-	53.724.599	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.708.804	684.882	-	-
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	2.865	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	163.661	126.059	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	335.962	200.821	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	19.808.375	13.864.085	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	2.881.032	4.947.081	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	1.102.253	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	37.165.229	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	25.746	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	296.242	240.708	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	305.654	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	41.136	388.848	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	9.900	185.424	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	68.371	39.108	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	767.673	414.435	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Última	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	73.730	65.500	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Última	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	415.824	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	99.837	80.928	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.024.190	2.680.995	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	243.076	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	553.346	-	-	-
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	-	4.846.992	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	157.762	221.663	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.029.940	1.093.053	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	23.982	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	129.492	98	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	40.106.179	-	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	-	400.585	-	-
0-E	Parque Eólico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	365.620	355.336	-	-
Total							143.680.622	204.412.270	-	-

- (1) 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 + 2,0% anual y con vencimiento a septiembre de 2014.
- (2) Ver notas 2.4.1, 5 y 14.

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	31-12-2014 Totales M\$	30-12-2013 Totales M\$	31-12-2012 Totales M\$
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	-	233.512
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Compras de Energía	-	-	(5.725.765)
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	-	47.905
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común	Venta de Energía	-	-	267.642
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Venta de Gas	-	21.397.171	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	55.980	99.654	50.410
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Intereses deuda financiera	-	(1.654.945)	(15.119)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(35.921)	(314.422)	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(30.318.202)	(47.540.061)	(41.522.504)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	17.157	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Derivados de commodities	(2.521.138)	-	-
Extranjera	Endesa Trading	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	-	(705.859)
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	(114.115.041)	(60.095.868)	(168.238.842)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(39.638.398)	(34.796.720)	(34.209.731)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	56.042	769.402	220.493
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	58.169	40.124	21.995
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	2.671.120	2.808.698	638.187
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	47.263	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	956.854	835.543	661.296
96.976.600-0	Gestión Social S.A.	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	-	49.133
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A.	Chile	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios	-	-	2.475
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.407.349)	(1.317.402)	(1.166.157)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.805)	(109.699)	(789.477)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(12.399)	-	-
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	34.253	227.765	133.735
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(10.113.496)	(6.118.816)	(1.988.042)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(260.495)	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	197.812	-	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	942.615	356.056	99.120
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Ultima	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(97.053)
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(2.860.930)	(2.010.628)	(649.266)
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	-	16.222
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(3.409.581)	(2.734.877)	(2.175.039)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(434.289)	(428.555)	(697.653)
Extranjera	Carbox S.A.	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	-	-	(5.042.960)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Compras de Energía	-	-	(3.474.994)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Peajes de Electricidad	-	-	(6.577)
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	-	3.474.747
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(801.990)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	163.226	134.775	77.019
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	236.173	481.177
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	-	(6.133)
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	33.970	32.569	30.536
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(708.903)	(1.196.294)	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	3.250.149	9.146.049	8.171.445
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	-	186.496	103.029
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	3.142.758	2.624.191	2.566.080
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	868.710	524.140
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.731.368)	(1.367.029)	(842.947)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	23.891	46.444	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	-	10.281	-
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	(3.322.616)	(9.295.172)	(6.589.964)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	(7.764.442)	(20.937.075)	(20.131.152)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	1.858.318	95.845	64.914
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	229.609	489.864	765.504
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	(5.487)	(219.671)	(417.892)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quilota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.378.743)	(1.243.417)	(1.219.958)
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	Otros ingresos de explotación	57.623	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	3.222	-	-
Extranjera	Compañía Energetica Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	3.022	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(5.141.912)	(1.148.277)	-
Total					(211.381.462)	(152.123.118)	(277.790.468)

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.

(1) Ver notas 2.4.1, 5, 6 y 14.

10.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2014 fue elegido, en primera instancia, en la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2013. En sesión de Directorio celebrada el 4 de noviembre de 2014, fue designado el actual Presidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el periodo. El Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de abril de 2013.

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 otras transacciones distinta de la remuneración 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, si resulta procedente, 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 2014.

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, previa y expresamente, 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 remuneración variable se pagará, de ser procedente, 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 2014.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis correspondientes al ejercicio 2014, 2013 y 2012:

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2014			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés (2)	Presidente	enero - octubre 2014	98.698	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoﬀ (2)	Presidente	noviembre - diciembre 2014	25.414	-	-
	Extranjero Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - diciembre 2014	86.425	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar (3)	Director	noviembre - diciembre 2014	13.038	-	3.192
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	enero - octubre 2014	47.758	-	14.236
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2014	60.779	-	18.731
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2014	62.387	-	18.731
	Extranjero Andrea Brentan (1)	Director	enero - diciembre 2014	19.738	-	-
TOTAL				414.237	-	54.890

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2013			
			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 - diciembre 2013	110.323	-	-
	Extranjero Borja Prado Eulate	Vicepresidente	abril - septiembre 2013	52.523	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2013	18.639	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2013	50.598	-	15.859
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2013	55.162	-	16.691
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2013	53.638	-	16.276
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
TOTAL				361.029	-	48.826

RUT	Nombre	Cargo	31-12-2012			
			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 - diciembre 2012	120.654	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	enero - diciembre 2012	60.327	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2012	60.734	-	18.479
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2012	61.141	-	18.886
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2012	61.141	-	18.886
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2012	60.327	-	-
TOTAL				424.324	-	56.251

(1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que les corresponden como miembros del Directorio de la compañía hasta septiembre de 2014.

(2) El Sr. Jorge Rosenblut asumió como Presidente el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Pablo Yrarrázaval, quien prestó sus servicios hasta el día 28 de octubre de 2014.

(3) La Sra. Carolina Schmidt asumió como Director el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Leonidas Vial, quien prestó sus servicios hasta el día 30 de octubre de 2014.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.3 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
Extranjero	Luigi Ferraris (2)	Gerente General
7.750.368-4	Daniel Fernandez Koprach (3)	Subgerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allue (6)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda (1)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Alain Rosolino	Gerente de Auditoría
24.852.388-3	Francesco Giogianni (7)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (4)	Gerente de Comunicación
10.664.744-5	Paola Visintini Vaccarezza (5)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.706.387-0	Eduardo López Miller	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

(1) El Sr. Marco Fadda asumió el 1° de abril de 2013 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Ramiro Alfonsín Balza, quien fue designado en la misma fecha como Subgerente General en nuestra filial Empresa Nacional de Electricidad S.A.

(2) El Sr. Luigi Ferraris asumió el 12 de noviembre de 2014 como Gerente General en reemplazo del Sr. Ignacio Antoñanzas, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 12 de noviembre de 2014 (ver nota 41).

(3) El Sr. Daniel Fernandez Koprach asumió el 12 de noviembre de 2014 como Subgerente General en reemplazo del Sr. Massimo Tambosco.

(4) El Sr. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones en reemplazo del Sr. Daniel Horacio Martini, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 1 de diciembre de 2014.

(5) La Sra. Paola Visintini Vaccarezza asumió el 12 de diciembre de 2014 como Gerente de Recursos Humanos y Organización en reemplazo del Sr. Carlos Niño, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 25 de noviembre de 2014.

(6) El Sr. Francisco Galán Allue asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Eduardo Escaffi.

(7) El Sr. Francesco Giogianni asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Relaciones Institucionales.

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

	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Remuneración	3.028.193	2.522.068	2.615.660
Beneficios a corto plazo para los empleados	530.052	514.139	996.474
Otros beneficios a largo plazo	562.074	612.627	724.297
Total	4.120.319	3.648.834	4.336.431

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.

10.4 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.

11. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Mercaderías	1.270.326	621.173
Suministros para la producción	43.547.980	34.121.697
Gas	1.407.285	-
Petróleo	20.642.086	20.624.675
Carbón	21.498.609	13.497.022
Otros inventarios (*)	88.701.848	43.039.885
Total	133.520.154	77.782.755
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	88.701.848	43.039.885
Inventarios para proyectos y repuestos	71.641.346	24.653.921
Materiales eléctricos	17.060.502	18.385.964

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2014 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 511.014.654 (M\$ 386.116.195 y M\$ 763.791.553 al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente). Ver nota 28.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Pagos provisionales mensuales	59.831.897	64.763.908
Crédito por utilidades absorbidas	20.104.186	31.697.734
Créditos por gastos de capacitación	301.800	302.998
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	28.047.776	28.896.906
Otros	2.286.863	-
Total	110.572.522	125.661.546

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Impuesto a la renta	115.472.313	159.737.063
Total	115.472.313	159.737.063

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

Durante el mes de diciembre de 2014, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas, que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Se prevé que las citadas condiciones se cumplirán durante el mes el mes de enero de 2015.

Túnel El Melón S.A. es una sociedad anónima cerrada cuyo objeto es la construcción, conservación y explotación de la obra pública denominada Túnel El Melón y la prestación de los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas (MOP).

El Túnel El Melón es una alternativa a la cuesta El Melón que se ubica aproximadamente entre los kilómetros 126 y 132 de la Ruta 5 Longitudinal Norte, principal ruta del país que lo une desde Arica a Puerto Montt.

Tal como se describe en la nota 3.k), 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.

A continuación se presentan los principales rubros de activos, pasivos y flujo de efectivo mantenidos para la venta al 31 de diciembre de 2014:

	Saldo 31/12/2014
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.702
Otros activos no financieros corriente	81.275
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	758.645
Activos por impuestos corrientes	1.400
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	871.022
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.404.615
Propiedades, planta y equipo	81.432
Activos por impuestos diferidos	2.621.894
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	7.107.941
TOTAL DE ACTIVOS	7.978.963
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	3.072.179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	495.235
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.698.444
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.660.254
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	102.423
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.026
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.789.703
TOTAL PASIVOS	5.488.147
El flujo de efectivo neto resumido	
	Saldo 31/12/2014
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.775
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.604.740)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.450.774)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de camb	(9.739)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.739)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	39.440
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	29.702

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2014 y 2013:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2014 M\$	Adiciones	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro resultado Integral M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2014 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2014
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.682.324	-	-	4.566.154	(4.239.280)	847.016	31.475	(110.030)	10.777.659	-	10.777.659
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	4.797.508	-	-	5.808.748	(6.897.599)	311.747	13.445.396	(2.266.865)	15.198.935	-	15.198.935
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	559.615	-	-	1.099.143	-	159.410	-	-	1.818.168	-	1.818.168
Extranjera	Yacylec S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	550.047	-	-	(35.735)	-	(61.297)	-	-	453.015	-	453.015
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	21.641	-	-	34.719	-	(36.703)	-	-	19.657	-	19.657
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (3)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	69.684.864	3.315.000	-	(69.525.874)	-	-	-	2.670.567	6.144.557	-	6.144.557
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.073.897	-	-	585.051	-	-	-	(232.944)	6.426.004	-	6.426.004
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	123.627.968	-	-	3.053.468	-	8.919.246	-	(135.600.682)	-	-	-
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.083.016	-	-	2.561.039	-	(2.293.359)	-	(555.081)	32.795.615	-	32.795.615
TOTALES						248.080.880	3.315.000	-	(51.853.287)	(11.136.879)	7.846.060	13.476.871	(136.095.035)	73.633.610	-	73.633.610

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 bajo control común	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro resultado Integral M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/12/2013 M\$	Provisión patrimonio negativo	Saldo al 31/12/2013
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	9.030.441	-	-	4.186.294	(5.080.897)	769.156	777.330	-	9.682.324	-	9.682.324
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	-	-	-	4.914.871	(3.088.495)	36.052	7.922.262	-	9.784.690	(4.987.182)	4.797.508
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	376.835	-	-	137.691	-	45.089	-	-	559.615	-	559.615
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%	2.743.725	-	-	-	-	-	-	(2.743.725)	-	-	-
Extranjera	Yacylec S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	-	-	693.039	4.725	(91.560)	(56.157)	-	-	550.047	-	550.047
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	25.683	-	-	42.232	-	(46.274)	-	-	21.641	-	21.641
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	66.894.760	5.084.698	-	(2.294.594)	-	-	-	-	69.684.864	-	69.684.864
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	5.710.960	-	-	362.937	-	-	-	-	6.073.897	-	6.073.897
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%	96.207.755	-	-	17.002.146	-	10.418.067	-	-	123.627.968	-	123.627.968
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	33.527.186	-	-	932.917	(1.178.909)	134.191	-	(332.369)	33.083.016	-	33.083.016
TOTALES						214.517.345	5.084.698	693.039	25.289.219	(9.439.861)	11.300.124	8.699.592	(3.076.094)	253.068.062	(4.987.182)	248.080.880

(1) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (Ver notas 2.4.1 y 5).

(2) Al 30 de junio de 2013 se incorporó como asociada a la compañía Yacylec 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, 26.1.1 y anexo 3).

(3) La pérdida reconocida durante 2014, incluye una provisión por deterioro por M\$ 69.066.857 como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de esta inversión. (Ver nota 36.5 y 41).

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 diciembre de 2014 y 2013 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2014									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	73.425.419	81.983	64.329.604	3.723.224	732.138.386	(728.840.589)	3.297.797	478.277	3.776.074
GNL Quintero S.A.	20,00%	98.325.654	597.812.711	20.036.542	600.107.009	117.435.890	(88.392.142)	29.043.748	68.785.714	97.829.462
Electrogas S.A.	42,50%	6.085.889	43.289.210	10.076.915	13.938.983	19.635.597	(8.891.705)	10.743.892	2.067.038	12.810.930
Yacylec S.A.	22,22%	2.027.688	774.429	717.301	46.046	1.348.659	(1.509.482)	(160.823)	(275.865)	(436.688)

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2013									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	82.737.334	79.263	78.005.985	3.131.599	538.715.428	(538.302.314)	413.114	135.281	548.395
GNL Quintero S.A.	20,00%	88.131.062	566.951.431	34.063.764	597.031.096	100.431.648	(75.857.214)	24.574.434	39.791.400	64.365.834
Electrogas S.A.	42,50%	4.624.089	39.891.362	9.624.463	12.109.047	17.591.544	(7.741.439)	9.850.105	3.638.791	13.488.896
Yacylec S.A.	22,22%	1.886.165	942.725	353.430	-	1.069.690	(1.048.425)	21.265	(252.732)	(231.467)

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 diciembre de 2014 y 2013 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.		Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total de Activos corrientes	8.700.785	9.596.488	4.426.445	3.950.498	-	176.292.080	13.918.600	15.945.571
Total de Activos no corrientes	6.811.887	131.270.190	11.420.593	10.237.702	-	295.704.711	140.233.080	141.431.674
Total de Pasivos corrientes	3.419.214	4.049.634	1.159.095	670.215	-	63.483.879	16.252.424	40.895.186
Total de Pasivos no corrientes	45.348	180.059	1.835.937	1.370.193	-	44.840.436	60.107.487	38.118.486
Efectivo y equivalentes al efectivo	319.670	1.727.261	3.930.814	3.450.144	-	108.934.464	3.750.964	5.348.149
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	14.865.354	116.008	21.561.312
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	22.738.158	-
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.672.950	2.394.408	-	176.517.866	89.367.706	77.551.952
Gasto por depreciación y amortización	(52.978)	(69.316)	(738.927)	(680.519)	-	(11.145.909)	(7.400.833)	(6.096.939)
Pérdidas por deterioro de valor	(135.425.209)	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	53.579	121.509	88.597	134.631	-	1.040.933	642.775	600.711
Gastos por intereses	425.939	78.059	-	-	-	(1.575.774)	(3.017.696)	(2.501.621)
Gasto por impuestos a las ganancias	3.531.096	1.333.808	(205.839)	(124.757)	-	(9.908.686)	(4.702.120)	(2.696.251)
Ganancia (pérdida)	(136.325.282)	(4.499.239)	1.170.102	725.873	-	34.042.459	6.820.089	2.318.920
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	(136.325.282)	(4.499.239)	1.170.102	725.873	-	34.042.459	6.820.089	2.318.920

Ver anexo 3

(*) ver nota 2.4.1 y 5.

c. No existen compromisos y contingencias significativas en compañías asociadas y negocios conjuntos.

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Activos intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles netos	1.168.212.056	1.173.560.361
Servidumbre y Derechos de Agua	44.841.692	42.779.382
Concesiones Neto (1) (*)	1.055.986.162	1.060.466.808
Costos de Desarrollo	14.833.312	26.530.426
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.206.341	2.205.245
Programas Informáticos	49.549.321	38.718.081
Otros Activos Intangibles Identificables	795.228	2.860.419

Activos intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Activos Intangibles bruto	2.376.332.904	2.272.683.994
Servidumbre y Derechos de Agua	54.963.685	51.797.051
Concesiones	2.135.095.221	2.041.368.148
Costos de Desarrollo	24.281.499	36.248.290
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.465.938	11.253.851
Programas Informáticos	140.953.212	120.167.472
Otros Activos Intangibles Identificables	9.573.349	11.849.182

Activos intangibles	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.208.120.848)	(1.099.123.633)
Activos Intangibles Identificables	(1.208.120.848)	(1.099.123.633)
Servidumbre y Derechos de Agua	(10.121.993)	(9.017.669)
Concesiones	(1.079.109.059)	(980.901.340)
Costos de Desarrollo	(9.448.187)	(9.717.864)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.259.597)	(9.048.606)
Programas Informáticos	(91.403.891)	(81.449.391)
Otros Activos Intangibles Identificables	(8.778.121)	(8.988.763)

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

Empresa titular de la concesión	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial) (**)	-	6.951.508
Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución)	637.287.020	598.037.526
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	418.699.142	454.894.587
Otras Concesiones	-	583.187
TOTAL	1.055.986.162	1.060.466.808

(*) Ver nota 3d.1)

(**) Ver nota 13.

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Año 2014

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2014	26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	3.546.359	1.901.989	184.993.319	1.053.177	17.060.992	-	208.555.836
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	980.172	(856.524)	32.102.724	(155.290)	(506.857)	124.597	31.688.822
Amortización (1)	(3.182.841)	(1.604.192)	(98.940.029)	(992.288)	(7.501.894)	(7.207)	(112.228.451)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	-	-	(14.948.785)	-	-	-	(14.948.785)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(12.927.088)	2.621.037	(103.283.260)	95.497	2.152.373	(2.182.581)	(113.524.022)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	7.870	(433.818)	(556.720)	(23.947)	449.895	556.720	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(12.934.958)	3.054.855	(102.726.540)	119.444	1.702.478	(2.739.301)	(113.524.022)
Disposiciones y retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (4)	-	-	(4.404.615)	-	-	-	(4.404.615)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(11.697.114)	2.062.310	(4.480.646)	1.096	10.831.240	(2.065.191)	(5.348.305)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2014	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056

Año 2013

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	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							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	13.964.468	211.269	159.283.676	623.956	12.025.939	-	186.109.308
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios bajo control común (3)	2.810.507	-	-	-	64.688	-	2.875.195
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	450.410	43.038	(52.488.944)	5.318	(1.100.511)	10.119	(53.080.570)
Amortización	(494.721)	(951.480)	(86.911.378)	(1.171.895)	(6.693.551)	(9.364)	(96.232.389)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(28.662.952)	-	-	-	(28.662.952)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(116.222)	(1.093.078)	(24.556.763)	418.151	(13.925.999)	(307)	(39.274.218)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(377.406)	(1.137.386)	15.002.649	418.165	(13.949.969)	43.947	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	261.184	44.308	(39.559.412)	(14)	23.970	(44.254)	(39.274.218)
Disposiciones y retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(2.862)	-	(176.524)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(2.862)	-	(176.524)
Total movimientos en activos intangibles identificables	16.440.780	(1.790.251)	(33.336.361)	(124.470)	(9.632.296)	448	(28.442.150)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2013	26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361

(1) (2) Ver nota 30.

(3) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1.

(4) Ver nota 13.

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 diciembre de 2014 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

16. 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 diciembre de 2014 y 2013:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2013 M\$	Trasposos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2013 M\$	Trasposos por Fusiones	Incremento/ (Decremento)	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2014 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	198.669.973	-	(9.497.678)	189.172.295	-	-	5.474.748	194.647.043
Investluz S.A. (4)		100.929.542	(96.104.474)	(4.825.068)	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.742.641	-	43.890	11.786.531	-	-	(740.800)	11.045.731
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	10.345.927	-	(1.780.725)	8.565.202	-	-	(942.764)	7.622.438
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)		4.656.105	(4.656.105)	-	-	-	-	-	-
Compañía Eléctrica Tarapa S.A. (2) (3)	Generación Chile	-	4.656.105	-	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	43.327.124	-	58.667	43.385.791	-	-	3.495.841	46.881.632
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	72.847.400	-	(3.482.565)	69.364.835	-	-	2.007.456	71.372.291
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	81.550.712	-	110.423	81.661.135	-	-	6.579.904	88.241.039
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.194.342	-	19.415	5.213.757	-	-	(327.692)	4.886.065
Chilectra S.A.	Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	-	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	Generación Chile	731.782.459	-	-	731.782.459	-	-	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	12.887	-	17	12.904	-	-	1.040	13.944
Enel Brasil S.A. (4)	Enel Brasil S.A.	-	880.679	-	880.679	-	-	25.487	906.166
Compañía Energética Do Ceará S.A. (4)	Compañía Energética Do Ceará S.A.	-	95.223.795	-	95.223.795	-	-	2.755.828	97.979.623
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (5)	Inversiones Gasatacama Holding	-	-	-	-	-	18.737.737	1.466.514	20.204.251
Total		1.391.673.952	-	(19.353.624)	1.372.320.328	-	18.737.737	19.795.562	1.410.853.627

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 diciembre de 2014 (ver nota 3 e).

(1) Con fecha 1 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.

(2) Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(3) Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(4) Con fecha 21 de noviembre de 2013 Investluz S.A y Ampla Investimentos E Serviços S.A. fueron fusionadas con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal

(5) Ver nota 2.4.1 y 5.

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 Pangué S.A.

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

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.

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 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).

9.- 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.

10.- 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.

11.- 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.

12.- 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.

13.- 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).

14.- Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha (Ver nota 2.4.1 y 5).

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	8.234.215.719	7.433.798.725
Construcción en Curso	1.735.117.241	1.218.316.396
Terrenos	106.233.186	99.869.574
Edificios	81.981.704	92.820.775
Planta y Equipo	6.097.991.766	5.834.476.720
Instalaciones Fijas y Accesorios	96.320.714	72.898.921
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	116.571.108	115.416.339

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	14.301.161.988	13.082.066.080
Construcción en Curso	1.735.117.241	1.218.316.396
Terrenos	106.233.186	99.869.574
Edificios	154.431.222	170.612.273
Planta y Equipo	11.912.075.769	11.245.196.646
Instalaciones Fijas y Accesorios	248.884.529	211.988.702
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	144.420.041	136.082.489

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(6.066.946.269)	(5.648.267.355)
Edificios	(72.449.518)	(77.791.498)
Planta y Equipo	(5.814.084.003)	(5.410.719.926)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(152.563.815)	(139.089.781)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(27.848.933)	(20.666.150)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Movimientos año 2014	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.834.476.720	72.898.921	115.416.339	7.433.798.725
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.026.011.114	3.081.951	725.802	12.239.464	11.023.265	-	1.053.081.596
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (1)	10.802.165	3.216.432	-	171.934.310	13.707.484	-	199.660.391
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(63.451.758)	(844.515)	(1.120.737)	(39.565.485)	981.409	7.316.269	(96.684.817)
Depreciación (2)	-	-	(4.983.828)	(341.810.698)	(13.886.933)	(6.269.994)	(366.951.453)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(452.716.350)	1.211.017	(4.294.709)	475.028.160	14.203.069	108.494	33.539.681
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(474.284.985)	1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(474.284.985)	1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	21.568.635	(38.952)	(8.447.198)	14.266.572	5.387.042	803.582	33.539.681
Disposiciones y retiros de servicio	(3.844.326)	(301.273)	(1.165.599)	(540.141)	(2.606.501)	-	(8.457.840)
Disposiciones	(1.566.349)	(238.120)	(1.165.495)	-	(2.511.470)	-	(5.481.434)
Retiros	(2.277.977)	(63.153)	(104)	(540.141)	(95.031)	-	(2.976.406)
Total movimientos	516.800.845	6.363.612	(10.839.071)	263.515.046	23.421.793	1.154.769	800.416.994
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	1.735.117.241	106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719

Movimientos año 2013	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, 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	5.855.072.717	73.606.717	126.760.139	7.049.923.571
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	693.084.284	150.828	996.596	(50.364)	8.533.951	361.737	703.077.032
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios bajo control común (3)	53.274.335	814.674	298.215	58.015.823	1.771.530	-	114.174.577
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(19.482.775)	38.929	(2.619.529)	(57.126.925)	(1.960.839)	(238.600)	(81.389.739)
Depreciación	-	-	(4.706.723)	(316.428.394)	(13.464.577)	(4.641.176)	(339.240.870)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(272.181)	-	-	(12.388.154)	-	-	(12.660.335)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(307.408.909)	185.811	4.379.954	311.554.675	5.079.458	(6.825.761)	6.965.228
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(315.082.373)	123.311	4.079.468	310.623.109	5.686.102	(5.429.617)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(315.082.373)	123.311	4.079.468	310.623.109	5.686.102	(5.429.617)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	7.673.464	62.500	300.486	931.566	(606.644)	(1.396.144)	6.965.228
Disposiciones y retiros de servicio	(1.136.402)	(1.395.944)	321.584	(4.172.658)	(667.319)	-	(7.050.739)
Disposiciones	-	(1.395.944)	-	-	-	-	(1.395.944)
Retiros	(1.136.402)	-	321.584	(4.172.658)	(667.319)	-	(5.654.795)
Total movimientos	418.058.352	(205.702)	(1.329.903)	(20.595.997)	(707.796)	(11.343.800)	383.875.154
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.834.476.720	72.898.921	115.416.339	7.433.798.725

- (1) Ver nota 2.4.1 y 5.
- (2) Ver nota 30.
- (3) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$ 978.035.029 al 31 de diciembre 2014 (M\$ 703.077.032 al 31 de diciembre 2013). En el negocio de generación destaca los avances en la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), que implica adiciones a diciembre 2014 por M\$ 175.419.903 (M\$ 150.262.546 al 31 de diciembre 2013), mientras que en los negocios de distribución de las grandes inversiones son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014 (M\$ 274.964.283 al 31 de diciembre 2013).

b) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 116.571.108 y M\$ 115.416.339, 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:

	31-12-2014			31-12-2013		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	19.830.764	1.707.340	18.123.424	15.915.072	1.868.169	14.046.903
Entre un año y cinco años	78.271.598	11.421.552	66.850.046	58.429.290	5.874.399	52.554.891
Más de cinco años	17.270.183	459.055	16.811.128	38.025.761	3.295.944	34.729.817
Total	115.372.545	13.587.947	101.784.598	112.370.123	11.038.512	101.331.611

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 + 1.75 % al 31 de diciembre de 2014.

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 diciembre de 2014, 2013 y 2012 incluyen M\$ 21.087.207, M\$ 18.878.285 y M\$ 18.483.171, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Menor a un año	13.540.619	10.447.299
Entre un año y cinco años	34.389.527	41.971.517
Más de cinco años	46.504.376	65.678.252
Total	94.434.522	118.097.068

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2014 y 2013 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 468.173.548 y M\$ 350.969.175, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 21.952.283 y M\$ 176.514.115, respectivamente. (ver Nota 36).

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 MM€1.000 para el caso de las generadoras y de MM€50 para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) La situación de determinados activos, de nuestra filial Endesa Chile, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la sociedad registró en el ejercicio 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600, vigente a la fecha.

v) 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 Construcao e Administracao 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\$ 93.992.554, quedando aún boletas de garantías por cobrar ascendente a US\$ 18.940.295, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 11.349.403 (ver nota 36.3.26).

El cobro de estas Boletas de Garantías redujo los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato, y que fueron 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.

vi) 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.. Al 31 de diciembre de 2014 el monto registrado es por M\$ 65.252.942 (ver nota 3.e).

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

viii) Al cierre del ejercicio 2014, nuestra filial Endesa Chile S.A. registró una provisión por deterioro por M\$ 12.581.947 relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surge como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Endesa Chile ha decidido detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad (ver nota 3.e).

18. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2014 y 2013 han sido los siguientes:

	Propiedades de Inversión, Bruto	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro	Propiedades de Inversión, Neto
Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	51.003.011	(4.080.041)	46.922.970
Adiciones	2.487.919	-	2.487.919
Desapropiaciones	(6.443.325)	2.127.925	(4.315.400)
Gasto por depreciación	-	(59.078)	(59.078)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	(159.362)	(159.362)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	47.047.605	(2.170.556)	44.877.049
Adiciones	1.463.242	-	1.463.242
Desapropiaciones	(37.847.373)	-	(37.847.373)
Gasto por depreciación	-	(30.483)	(30.483)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	52.127	52.127
Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2014	10.663.474	(2.148.912)	8.514.562

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el ejercicio 2014 y 2013 ascendió a M\$ 9.363.249 y M\$ 16.510.931, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2014 ascendió a M\$ 12.272.521. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Al 31 de diciembre de 2014, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes. La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Propiedades de Inversión	-	12.272.521	-

Ver Nota 3.h.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión es el siguiente:

Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	263.643	341.494
Ingresos derivados de plusvalías en la venta provenientes de las propiedades de inversión (*)	9.363.249	16.510.931
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(328.590)	(192.963)
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos (*)	(1.806.675)	(4.315.400)
Total	7.491.627	12.344.062

(*) Ver nota 32.

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 971.776 al 31 diciembre de 2013).

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.

19. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es:

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	69.331.028	-	72.196.398	721.942	43.659.516	1.710.288	22.518.595	210.137.767
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.990.390)	(367.726)	5.086.210	(10.571.495)	(28.275.716)	4.860.441	9.600.350	(21.658.326)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	10.357.383	1.074.342	-	(1.084)	11.430.641
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (1)	-	-	879.716	-	-	537.932	974.883	2.392.531
Desinversiones mediante enajenación de negocios	(107.241)	-	(34.403)	-	-	(329.845)	(5.816.292)	(6.287.781)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.847.234)	(551.562)	1.904.394	(1.086.184)	(110.140)	-	(2.055.603)	(3.746.329)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedidos para la Venta	-	-	(29.583)	(1.761)	-	(1.448.281)	(1.142.270)	(2.621.895)
Otros incrementos (decrementos)	(1.622.884)	2.426.267	6.263.590	3.683.432	4.784.559	(478.696)	(11.065.002)	3.991.266
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	63.763.279	1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	193.637.874

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	75.826.789	10.700.455	98.105.401	46.865.082	47.115.495	8.635.197	34.307.797	321.556.216
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(4.189.296)	(850.759)	4.955.202	(1.494.579)	(3.355.784)	(16.669.753)	6.745.508	(14.859.461)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	(6.028.387)	511.656	-	-	(5.516.731)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (2)	-	-	-	-	-	11.634.643	381.719	12.016.362
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(553.272)	(190.829)	(3.206.774)	(804.512)	(9.658)	630.288	(2.369.230)	(6.503.987)
Otros incrementos (decrementos)	(1.753.193)	(9.658.867)	(27.657.431)	(37.815.662)	(602.193)	(2.520.087)	(16.547.199)	(96.554.632)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	69.331.028	-	72.196.398	721.942	43.659.516	1.710.288	22.518.595	210.137.767

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	contratos de moneda extranjera	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	357.404.910	21.169.697	20.220	-	20.818	5.792.725	11.078.520	395.486.890
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(37.480.718)	(1.281.408)	(24.553.240)	-	(470.394)	(4.687.449)	39.058.137	(29.415.072)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	(20.511)	401.237	378	381.104
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (1)	27.088.856	-	-	-	-	-	1.834.311	28.923.167
Desinversiones mediante enajenación de negocios	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	18.935.850	1.906.194	(307.279)	-	-	141.446	(2.472.330)	18.203.881
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedidos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	61.932.454	(21.794.483)	24.881.852	-	486.586	(1.484.896)	760.001	64.781.514
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	427.881.352	-	41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	478.361.484

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							Impuestos Diferidos de Pasivos
	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	contratos de moneda extranjera	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	371.424.034	41.745.931	-	-	17.080	6.425.224	81.515.428	501.127.697
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(19.041.347)	(1.760.684)	6.696.045	-	71.264	937.186	4.084.369	(9.013.167)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	-	(2.744.987)	553.068	(61.684)	(2.253.603)
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (2)	8.534.296	-	-	-	-	-	-	8.534.296
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(43.599)	(1.410.853)	(1.219.749)	-	-	(10.209)	(1.901.703)	(4.586.113)
Otros incrementos (decrementos)	(3.468.474)	(17.404.697)	(5.456.076)	-	2.677.461	(2.112.544)	(72.557.890)	(98.322.220)
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	357.404.910	21.169.697	20.220	-	20.818	5.792.725	11.078.520	395.486.890

(1) Ver nota 2.4.1 y 5.

(2) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1

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.

b. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 44.329.969 (M\$ 25.233.492 al 31 de diciembre de 2013) Ver nota 3.p.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales 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 revertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 1.940.029.172 (M\$ 2.204.237.044 al 31 de diciembre de 2013).

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

País	Período
Chile	2012-2014
Argentina	2008-2014
Brasil	2009-2014
Colombia	2013-2014
Perú	2010-2014

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 diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	1.849	(1.462)	387	(2.273)	455	(1.818)
Cobertura de Flujo de Caja	(145.892.370)	35.887.996	(110.004.374)	(76.088.977)	12.332.516	(63.756.461)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	13.476.871	-	13.476.871	8.367.223	-	8.367.223
Ajustes por conversión	4.370.648	-	4.370.648	(76.723.893)	-	(76.723.893)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(36.681.734)	12.694.514	(23.987.220)	6.351.518	(2.603.231)	3.748.287
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(164.724.736)	48.581.048	(116.143.688)	(138.096.402)	9.729.740	(128.366.662)

c. En Chile, con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que introduce modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada ley establece la sustitución del sistema tributario actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley establece un aumento gradual de la tasa de impuesto a la renta de las sociedades. Así, para el año 2014 dicho impuesto se incrementará a 21%, a 22,5% el año 2015 y a 24% el año 2016. A contar del año 2017 los contribuyentes sujetos al régimen de renta atribuida tendrán una tasa de 25%, mientras que las sociedades acogidas al sistema parcialmente integrado aumentarán su tasa a 25,5% el año 2017 y a 27% a contar del año 2018.

Asimismo, la referida ley establece que a las sociedades anónimas se le aplicará por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

De acuerdo a lo indicado en nota 3.p) y asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas y que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo, Enersis ha reconocido las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos, que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría, directamente en Patrimonio. En concreto, al 31 de diciembre de 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio de Enersis ascendió a M\$ 61.974.517, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 38.284.524.

d. En Colombia, la ley 1.739 de 2014 modificó la tarifa del impuesto de renta para la equidad (CREE) a partir del año gravable 2016, pasando del 8% al 9% de manera indefinida, la cual recae sobre las utilidades gravables obtenidas durante cada año; adicionalmente, la misma ley estableció la sobretasa al CREE del 5%, 6%, 8% y 9% por los años 2015, 2016, 2017 y 2018, respectivamente.

El efecto de las diferencias temporales que impliquen el pago de un menor o mayor impuesto sobre la renta en el año corriente, se contabiliza como impuesto diferido crédito o débito respectivamente a las tasas de impuestos vigentes cuando se revertan las diferencias (39% para el 2015, 40% para el 2016, 42% para el 2017, 43% para el 2018 y 34% a partir del 2019), siempre que exista una expectativa razonable de que tales diferencias se revertirán en el futuro y además para el activo, que en ese momento se generará suficiente renta gravable.

Las filiales colombianas producto de este incremento en las tasas, han reconocido al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 3.943.235.

e. En Perú, al 31 de diciembre de 2014 y de 2013, la tasa del impuesto a las ganancias es de 30% sobre la utilidad gravable luego de deducir la participación de los trabajadores que se calcula con una tasa de 5% sobre la utilidad imponible.

A partir del ejercicio 2015, en atención a la Ley N° 30296, la tasa del impuesto a la renta aplicable sobre la utilidad gravable, luego de deducir la participación de los trabajadores será la siguiente: Año 2015 y 2016 de 28%, Año 2017 y 2018 de 27% y año 2019 en adelante de 26%.

Las filiales peruanas producto de este decremento en las tasas, han reconocido al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 24.818.773.

20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	418.266.381	3.167.948.954	785.231.174	2.688.538.096
Instrumentos derivados de cobertura (*)	995.059	114.861.592	117.341.051	97.231.764
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.544.239	6.286.982	1.410.556	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	-	-	2.692.424	4.479.251
	421.805.679	3.289.097.528	906.675.205	2.790.249.111

(*) ver nota 22.2.a

(**) ver nota 22.2.b

20.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
	M\$	M\$	M\$	M\$
Préstamos bancarios	42.325.846	247.216.989	154.917.772	219.963.968
Obligaciones no garantizadas	308.925.119	2.565.417.993	407.412.807	2.179.772.922
Obligaciones garantizadas	-	-	4.828.233	-
Arrendamiento financiero	18.123.424	83.661.174	14.046.903	87.284.708
Otros préstamos	48.891.992	271.652.798	204.025.459	201.516.498
Total	418.266.381	3.167.948.954	785.231.174	2.688.538.096

El desglose por monedas y vencimientos de los **Préstamos Bancarios** al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2014 M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	5,98%	Sin Garantía	-	1.007.362	1.007.362	-	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch\$	5,47%	Sin Garantía	1.594	-	1.594	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,93%	Sin Garantía	2.472.247	8.382.913	10.855.160	38.628.554	17.850.471	16.254.959	255.432	-	-	72.989.416
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	175.487	-	175.487	-	2.029.640	22.326.036	-	-	-	24.355.676
Argentina	US\$	13,03%	Sin Garantía	11.451.387	2.126.669	13.578.056	1.022.595	-	-	-	-	-	1.022.595
Argentina	\$ Arg	33,25%	Sin Garantía	4.304.802	11.794.567	16.099.369	6.999.683	-	-	-	-	-	6.999.683
Colombia	\$ Col	8,13%	Sin Garantía	-	209.395	209.395	-	-	-	-	-	77.750.800	77.750.800
Brasil	Real	10,30%	Sin Garantía	9.358	390.065	399.423	-	21.366.273	21.366.273	21.366.273	-	-	64.098.819
Total				18.414.875	23.910.971	42.325.846	46.650.832	41.246.384	59.947.268	21.621.705	77.750.800	-	247.216.989

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente						
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2013 M\$	
				Uno a Tres Años M\$	Tres a Doce Años M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	2,29%	Sin Garantía	404.070	106.087.194	106.491.264	858.299	-	-	-	-	-	858.299
Chile	Ch\$	5,67%	Sin Garantía	1.523	176	1.699	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,78%	Sin Garantía	2.676.462	2.785.037	5.461.499	8.394.485	13.644.318	14.563.037	13.182.334	-	-	49.784.174
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	150.822	-	150.822	-	-	1.878.295	20.661.242	-	-	22.539.537
Argentina	US\$	9,31%	Sin Garantía	6.425.910	4.853.256	11.279.166	1.617.752	-	-	-	-	-	1.617.752
Argentina	\$ Arg	27,55%	Sin Garantía	14.322.039	9.470.728	23.792.767	8.913.225	6.309.077	-	-	-	-	15.222.302
Colombia	\$ Col	6,84%	Sin Garantía	-	188.239	188.239	-	-	-	-	-	82.965.288	82.965.288
Brasil	US\$	7,70%	Sin Garantía	69.098	7.173.489	7.242.587	7.711.388	3.997.031	4.324.406	955.764	1.064.912	-	18.053.501
Brasil	Real	10,12%	Sin Garantía	-	309.729	309.729	-	-	9.641.039	9.641.038	9.641.038	-	28.923.115
Total				24.049.924	130.867.848	154.917.772	27.495.149	23.950.426	30.406.777	44.440.378	93.671.238	-	219.963.968

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 355.108.183 (M\$ 371.446.585 al 31 de diciembre de 2013). En ambos ejercicios, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).

20.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 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 31/12/2014 M\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014 M\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	7,17%	Sin Garantía	10.600.825	124.464.832	135.065.657	153.936.502	-	-	-	-	420.471.172	574.407.674
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	1.523.693	8.154.883	9.678.576	8.345.041	8.530.345	8.726.297	31.321.793	272.880.640	329.804.116	329.804.116
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	4.852.113	-	4.852.113	12.133.186	-	6.066.593	4.953.980	12.133.186	35.286.945	35.286.945
Perú	Soles	6,57%	Sin Garantía	7.369.056	23.437.141	30.806.197	17.292.530	20.093.432	-	29.429.775	146.235.538	213.051.275	213.051.275
Colombia	\$ Col	8,16%	Sin Garantía	92.570.006	-	92.570.006	36.963.495	142.924.458	122.313.646	92.241.270	690.301.242	1.084.744.111	1.084.744.111
Brasil	Real	12,55%	Sin Garantía	-	35.952.570	35.952.570	80.341.173	104.952.742	93.563.508	49.266.449	-	328.123.872	328.123.872
Total				116.915.693	192.009.426	308.925.119	309.011.927	276.500.977	230.670.044	207.213.267	1.542.021.778	2.565.417.993	2.565.417.993

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2013 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,62%	Sin Garantía	208.555.534	810.389	209.365.923	104.458.309	134.528.116	-	-	159.538.410	398.524.835
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	9.072.702	9.072.702	4.848.388	4.848.388	4.848.388	4.848.388	299.711.440	319.104.992
Perú	US\$	6,89%	Sin Garantía	862.593	5.164.073	6.026.666	3.336.269	10.499.668	-	5.249.833	14.786.682	33.872.452
Perú	Soles	6,63%	Sin Garantía	7.549.494	34.181.671	41.731.165	21.583.486	19.759.661	9.391.473	-	98.704.389	149.439.009
Colombia	\$ Col	7,54%	Sin Garantía	108.852.499	26.251.335	135.103.834	68.210.526	39.442.515	152.406.248	108.749.003	645.988.991	1.014.797.283
Brasil	Real	11,06%	Sin Garantía	-	6.112.517	6.112.517	24.268.964	75.417.620	115.258.988	24.831.076	24.257.703	264.034.351
Total				325.820.120	81.592.687	407.412.807	226.705.942	284.495.968	281.905.097	143.678.300	1.242.987.615	2.179.772.922

20.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2014 no existen obligaciones garantizadas.

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2013 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Tres Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Más de Diez Años M\$	
Perú	Soles	6,16%	Con Garantía	4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-	-	-
Total				4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-	-	-

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 3.009.493.067 (M\$ 3.006.275.851 al 31 de diciembre de 2013). En ambos ejercicios, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).

- 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 diciembre de 2014							31 de diciembre de 2013											
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente								
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100	Abenooa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.470.563	1.470.563	2.427.000	1.566.150	1.667.950	1.776.367	10.215.436	17.652.903	-	1.193.881	1.193.881	1.193.881	1.271.483	1.354.129	1.442.148	1.535.887	10.930.941	16.534.588
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	1,98%	2.122.504	6.312.384	8.434.888	8.416.512	13.307.187	-	-	21.723.699	1.347.864	3.986.173	5.334.037	7.283.379	7.283.379	7.283.379	11.515.608	-	-	26.082.366	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,55%	-	-	-	-	-	-	-	-	130.881	-	130.881	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	-	-	-	-	-	-	-	-	72.347	72.864	145.211	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,64%	-	-	-	-	-	-	-	-	17.730	17.889	35.619	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,50%	-	-	-	-	-	-	-	-	460.878	686.085	1.146.963	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Interbank	Perú	Soles	6,13%	43.995	-	43.995	-	-	-	-	-	116.807	355.674	472.481	40.535	-	-	-	-	-	40.535	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,79%	16.223	-	16.223	-	-	-	-	-	21.463	65.638	87.101	14.984	-	-	-	-	-	14.984	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,65%	29.007	19.417	48.424	-	-	-	-	-	25.830	77.681	103.511	44.603	-	-	-	-	-	44.603	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	102.834	314.402	417.236	107.597	-	-	-	107.597	93.488	280.431	373.919	390.532	-	-	-	-	-	390.532	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,89%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	24	-	-	-	-	-	-	24	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	83.365	236.019	319.384	256.430	-	-	-	256.430	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	73.417	218.216	291.633	308.894	-	-	-	308.894	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	68.973	206.240	275.213	291.802	-	-	-	291.802	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	58.734	184.498	243.232	258.191	-	-	-	258.191	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Comafi	Argentina	\$ Arg	40,02%	-	-	-	-	-	-	-	-	54.422	73.450	127.872	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Comafi	Argentina	\$ Arg	37,78%	-	-	-	-	-	-	-	-	16.428	27.460	43.888	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	IE Plura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.640.658	4.921.975	6.562.633	6.562.631	6.562.633	6.562.633	6.562.633	16.811.128	43.061.658	-	4.681.911	4.681.911	4.703.101	8.149.971	4.776.938	5.082.278	21.464.788	44.177.076	
Totales Leasing								4.239.710	13.883.714	18.123.424	18.629.057	21.435.970	8.230.583	8.339.000	27.026.564	83.661.174	2.408.209	11.638.694	14.046.903	13.748.641	16.787.479	17.734.694	6.618.165	32.395.729	87.284.708	

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

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2014							31 de diciembre de 2013											
								Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente								
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,51%	320.904	960.799	1.281.703	1.250.075	1.161.274	845.534	363.042	544.563	4.154.488	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	8,54%	6.342.861	17.834.053	24.176.914	23.778.737	19.359.315	23.778.737	19.359.315	14.939.893	15.331.146	97.187.828	3.253.636	14.562.362	17.815.998	23.109.924	23.109.924	23.109.924	18.814.804	29.419.619	117.564.194
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	0,78%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	635	-	635	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,46%	-	538.196	538.196	538.196	538.196	538.196	538.196	538.196	269.098	2.421.882	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,82%	1.284.981	3.646.330	4.931.311	4.861.773	4.861.773	4.861.773	1.215.443	-	15.800.762	3.443.419	10.247.190	13.690.609	4.725.027	4.725.030	4.725.028	4.725.028	1.181.259	20.081.372	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,19%	598.874	1.752.419	2.341.293	2.278.359	2.091.086	1.955.381	1.810.372	3.770.223	11.905.421	624.659	1.864.973	2.480.632	2.487.059	2.426.391	2.244.385	2.112.498	5.928.801	15.199.134	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,25%	14.875	-	14.875	-	-	-	-	-	1.688.327	1.688.327	13.448	49.672	-	-	-	-	-	-	1.447.118
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDDES	Brasil	Real	7,28%	1.845.632	5.157.750	7.003.382	6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.268.860	33.776.860	2.894.668	11.535.775	14.430.443	6.683.573	6.683.574	6.683.574	6.683.573	12.776.112	39.510.406
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,96%	-	1.160.712	1.160.712	-	-	-	-	-	-	919.318	-	919.318	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	11,96%	-	1.074.175	1.074.175	17.169.326	17.169.326	17.169.326	17.169.326	-	68.677.304	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Faefes	Brasil	Real	6,52%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.431.918	1.421.258	2.853.176	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Internacional	Argentina	US\$	5,27%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.208.345	39.208.345	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Argentina	Argentina	US\$	3,27%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.381.532	2.381.532	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Dock Sud	Argentina	Extranjero	PAN American Energy	Argentina	US\$	3,27%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.786.694	4.786.694	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Dock Sud	Argentina	Extranjero	Repsol International Finance	Argentina	US\$	3,91%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.551.476	1.551.476	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	30,00%	32.719	-	32.719	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	2.391.399	2.391.399	7.362.677	7.362.678	7.362.678	4.532.769	-	26.620.802	73.993.677	-	73.993.677	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.907.475	-	22.907.475	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	-	3.099.889	3.099.889	-	-	-	-	-	-	3.249.165	2.171.469	5.420.634	1.447.643	-	-	-	-	1.447.643	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,54%	513.496	-	513.496	9.409.124	-	-	-	-	9.409.124	-	-	-	975.589	-	-	-	-	975.589	
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,33%	-	331.928	331.928	-	-	-	-	-	-	-	281.066	281.066	-	-	-	-	-	-	
Totales Otros								10.944.342	37.947.650	48.891.992	73.525.267	63.840.070	58.969.203	47.446.041	27.872.217	271.652.798	113.044.118	90.981.341	204.025.459	40.672.500	38.159.834	37.891.523	33.157.655	51.634.986	201.514.998	

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

20.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2014, M\$ 761.130.114 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\$ 754.177.869 al 31 de diciembre de 2013) (véase Nota 3.n).

El movimiento al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	2.415.439	37.372.801	30.554.503
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(31.401.584)	(24.792.601)	17.591.453
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(10.086.797)	(10.087.806)	(10.657.638)
Diferencias de conversión	289.343	(76.955)	(115.517)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(38.783.599)	2.415.439	37.372.801

20.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2014 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$ 353.263.488 (M\$ 208.900.680 al 31 de diciembre de 2013).

21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo Enersis 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.
- Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados 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.

21.1 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 86% al 31 de diciembre de 2014.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de 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 más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	31-12-2014 %	31-12-2013 %
Tasa de interés fijo	86%	72%
Tasa de interés variable	14%	28%
Total	100%	100%

21.2 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 de monedas distintas a la de sus flujos.
- 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.

21.3 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, el Grupo 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, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

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 diciembre de 2014 habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para

enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015. Al 31 de diciembre de 2013, no habían operaciones vigentes de derivados de commodities.

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

21.4 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 20 y 22, y Anexo 4).

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.704.745.491 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 353.263.488 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 1.606.387.569 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.5 Riesgo de crédito.

El Grupo Enersis realiza 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, en la medida de lo posible) con límites establecidos para cada entidad.

En la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificación investment grade, considerando las tres 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 estos últimos 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 grado de inversión.

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 monitorear el riesgo asumido por la compañía, 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 Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda, Dividendos y Proyectos.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación 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.
- 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 las posibles variaciones de valor razonable de la cartera en un día.

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	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Tipo de interés	33.135.363	17.236.855
Tipo de cambio	1.065.881	3.074.168
Correlación	(1.187.257)	(390.965)
Total	33.013.987	19.920.058

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2014 y 2013 en función del inicio/vencimiento de las operaciones.

22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

22.1 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 diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

31 de diciembre de 2014						
	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	7.061.715	-	-	-	-	1.414.588
Otros activos de carácter financiero	-	52.677.337	38.301.763	1.700.128.243	-	-
Total Corriente	7.061.715	52.677.337	38.301.763	1.700.128.243	-	1.414.588
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.306.227	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	-	7.229.290
Otros activos de carácter financiero	-	-	26.340.396	292.128.280	492.923.605	-
Total No Corriente	22.002	-	26.340.396	292.128.280	497.229.832	7.229.290
Total	7.083.717	52.677.337	64.642.159	1.992.256.523	497.229.832	8.643.878

31 de diciembre 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	4.107.362	-	-	-	-	25.142.725
Otros activos de carácter financiero	-	163.288.698	588.490.652	1.163.756.682	-	-
Total Corriente	4.107.362	163.288.698	588.490.652	1.163.756.682	-	25.142.725
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.158.231	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	4.403.506
Otros activos de carácter financiero	-	-	34.867.362	223.045.673	448.107.319	-
Total No Corriente	-	-	34.867.362	223.045.673	452.265.550	4.403.506
Total	4.107.362	163.288.698	623.358.014	1.386.802.355	452.265.550	29.546.231

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

31 de diciembre de 2014				
	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	-	-	418.266.381	-
Instrumentos derivados	2.544.239	-	-	995.059
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	2.432.557.572	-
Total Corriente	2.544.239	-	2.850.823.953	995.059
Préstamos que devengan interés	-	-	3.167.948.954	-
Instrumentos derivados	6.286.982	-	-	114.861.592
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	159.385.521	-
Total No Corriente	6.286.982	-	3.327.334.475	114.861.592
Total	8.831.221	-	6.178.158.428	115.856.651

31 de diciembre 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	4.393.053	-	783.530.545	-
Instrumentos derivados	1.410.556	-	-	117.341.051
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.719.415.924	-
Total Corriente	5.803.609	-	2.502.946.469	117.341.051
Préstamos que devengan interés	4.707.155	-	2.688.310.192	-
Instrumentos derivados	-	-	-	97.231.764
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.063.878	-
Total No Corriente	4.707.155	-	2.711.374.070	97.231.764
Total	10.510.764	-	5.214.320.539	214.572.815

22.2 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 financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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 diciembre de 2014				31 de diciembre de 2013			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:								
Cobertura flujos de caja	193.246	3.533.655	14.637	582.788	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984
Cobertura de tipo de cambio:								
Cobertura de flujos de caja	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805	21.129.599	9.816	116.095.465	96.151.780
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	13.981	1.470.376
TOTAL	1.414.588	7.229.291	995.058	114.861.593	25.142.725	4.403.506	117.341.051	97.231.764

- 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 diciembre de 2014 y 2013 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 31-12-2014	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2013
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	3.129.476	6.081.246
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	(1.484.357)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(110.342.248)	(189.623.473)

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 diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	610.861	-	697.443	-	381.011	-
Partida subyacente	-	1.090.341	-	1.556.853	-	2.167.393
TOTAL	610.861	1.090.341	697.443	1.556.853	381.011	2.167.393

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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 diciembre de 2014				31 de diciembre de 2013			
	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Activo Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Activo No Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
	Instrumentos derivados de no cobertura	7.061.715	2.544.239	22.002	6.286.982	4.107.362	1.410.556	-

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2014 y 2013, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de diciembre de 2014							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						
		Antes de 1 Año M\$	1-2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Posteriores M\$	Total M\$
Cobertura de tipo de interés:	3.129.476	19.580.330	46.306.386	34.138.973	-	-	-	100.025.689
Cobertura de flujos de caja	3.129.476	19.580.330	46.306.386	34.138.973	-	-	-	100.025.689
Cobertura de tipo de cambio:	(110.342.248)	7.029.775	233.262.249	-	-	260.451.370	-	500.743.394
Cobertura de flujos de caja	(110.342.248)	7.029.775	233.262.249	-	-	260.451.370	-	500.743.394
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	(1.747.504)	133.409.820	46.908.791	45.078.924	19.426.499	-	-	244.824.034
TOTAL	(108.960.276)	160.019.925	326.477.426	79.217.897	19.426.499	260.451.370	-	845.593.117

Derivados financieros	31 de diciembre 2013							
	Valor razonable M\$	Valor nominal						
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Posteriores M\$	Total M\$
Cobertura de tipo de interés:	6.081.246	127.289.996	33.022.809	42.602.326	20.964.119	-	-	223.879.250
Cobertura de flujos de caja	6.081.246	127.289.996	33.022.809	42.602.326	20.964.119	-	-	223.879.250
Cobertura de tipo de cambio:	(191.107.830)	528.667.695	2.681.268	220.782.813	-	-	-	752.131.776
Cobertura de flujos de caja	(189.623.473)	527.137.107	1.041.243	220.782.813	-	-	-	748.961.163
Cobertura de valor razonable	(1.484.357)	1.530.588	1.640.025	-	-	-	-	3.170.613
Derivados no designados contablemente de cobertura	2.696.806	294.635.535	-	-	-	-	-	294.635.535
TOTAL	(182.329.778)	950.593.226	35.704.077	263.385.139	20.964.119	-	-	1.270.646.561

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.

22.3 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 diciembre de 2014 y 2013:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2014 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	8.643.879	-	8.643.879	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	7.083.717	-	7.083.717	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	52.677.337	52.677.337	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	493.285.774	362.169	492.923.605	-
Total	561.690.707	53.039.506	508.651.201	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	115.856.651	-	115.856.651	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.831.221	-	8.831.221	-
Total	124.687.872	-	124.687.872	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del periodo de reporte utilizando:		
	31-12-2013 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.546.231	-	29.546.231	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.107.362	-	4.107.362	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	163.288.698	163.288.698	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	448.136.514	29.195	448.107.319	-
Total	645.078.805	163.317.893	481.760.912	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	213.088.458	-	213.088.458	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.484.357	-	1.484.357	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.410.556	-	1.410.556	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	4.393.053	-	4.393.053	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	4.707.155	-	4.707.155	-
Total	225.083.579	-	225.083.579	-

22.3.1 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 2013	2.022.260
Utilidad imputada en resultado financiero	(2.022.260)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	-
Utilidad imputada en resultado financiero	-
Saldo al 31 de diciembre de 2014	-

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.

23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Acreedores comerciales	822.851.379	503.498.609	7.147.088	-
Otras cuentas por pagar	1.466.025.571	1.011.505.045	152.238.433	23.063.878
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.288.876.950	1.515.003.654	159.385.521	23.063.878

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	Uno a cinco años	
			31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Proveedores por compra de energía	762.931.782	473.475.615	7.147.088	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	59.919.597	30.022.994	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	792.235.405	577.763.247	111.531.445	-
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	327.360.126	171.536.664	-	-
Multas y reclamaciones (*)	98.470.156	84.104.347	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	18.071.828	21.530.534	24.157.710	16.772.447
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	97.531.854	98.245.616	7.304.354	126.137
Contrato Mitsubishi (LTSA)	34.214.611	24.837.227	-	-
Obligaciones programas sociales	12.869.529	9.647.096	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	44.497.783	7.753.216	-	-
Otras cuentas por pagar	40.774.279	16.087.098	9.244.924	6.165.294
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	2.288.876.950	1.515.003.654	159.385.521	23.063.878

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 21.4.

(*) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones del ejercicio actual y anteriores 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. 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).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se expone en anexo 7.

24. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	58.620.425	56.337.107	165.347.715	164.694.598
Por desmantelamiento o restauración (1)	568.465	-	31.647.729	24.109.594
Por proveedores y servicios	6.245.568	2.543.067	-	-
Provisión Medio Ambiente	9.675.454	12.139.002	248.397	5.163.161
Otras provisiones	15.112.772	16.290.187	-	-
Total	90.222.684	87.309.363	197.243.841	193.967.353

(1) Ver nota 3a

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	221.031.705	24.109.594	36.135.417	281.276.716
Provisiones Adicionales	-	6.857.384	-	6.857.384
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	46.561.327	15.850	25.802.254	72.379.431
Provisión Utilizada	(41.501.294)	-	(9.941.920)	(51.443.214)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	13.396.466	1.135.525	33.735.093	48.267.084
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	2.742.310	97.841	(8.494.789)	(5.654.638)
Otro Incremento (Decremento)	(18.262.374)	-	(45.953.864)	(64.216.238)
Total Movimientos en Provisiones	2.936.435	8.106.600	(4.853.226)	6.189.809
Saldo al 31 de diciembre de 2014	223.968.140	32.216.194	31.282.191	287.466.525
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	187.378.105	20.475.846	33.063.273	240.917.224
Provisiones Adicionales	-	2.176.598	-	2.176.598
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	30.020.151	14.952	28.019.971	58.055.074
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	9.403.960	357.755	-	9.761.715
Provisión Utilizada	(23.712.842)	(207.158)	(21.999.415)	(45.919.415)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	18.085.233	1.216.334	19.256.130	38.557.697
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(9.039.781)	75.267	(8.375.698)	(17.340.212)
Otro Incremento (Decremento)	8.896.879	-	(13.828.844)	(4.931.965)
Total Movimientos en Provisiones	33.653.600	3.633.748	3.072.144	40.359.492
Saldo Final al 31 de diciembre de 2013	221.031.705	24.109.594	36.135.417	281.276.716

25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

25.1 Aspectos generales:

Enersis 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. m.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 devenga 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 devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

Premios por antigüedad: 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.

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.

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	269.930.412	238.514.991
Total Pasivo	269.930.412	238.514.991
Total Obligaciones Post Empleo, neto	269.930.412	238.514.991

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	588.148.279	521.850.486
(-) Plan de activos (*)	(368.008.708)	(322.830.274)
Total	220.139.571	199.020.212
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	33.710.733	39.494.779
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	16.080.108	-
Total Obligaciones Post Empleo, neto	269.930.412	238.514.991

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

(**) En Coelce, actualmente ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 33.710.733 al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 39.494.779 en 2013), Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – EL Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, la plusvalía sólo puede ser utilizada por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizada por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsados al patrocinador. Para Coelce, esta proporción es inferior al 5% al 31 de diciembre 2014.

(***) En Ampla, al cierre de 2014 y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – EL Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se ha registrado un monto de M\$16.080.108 correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Ampla), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

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 razonable de los activos afectos al 31 de diciembre de 2014 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	588.148.279	521.850.486	628.823.491	592.212.012	548.004.356
Activos Afectos	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)
Diferencia	220.139.571	199.020.212	234.943.326	226.074.124	170.764.497
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	33.710.733	39.494.779	21.218.042	43.278.951	42.952.266
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	16.080.108	-	-	-	-
Transferencia a grupos mantenidos para la venta	-	-	-	-	(2.786.493)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	269.930.412	238.514.991	256.161.368	269.353.075	210.930.270

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.513.850	4.462.712	3.689.477
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	59.981.707	54.773.138	53.828.477
Ingresos por intereses activos del plan	(42.145.223)	(37.219.214)	(34.379.133)
Costos de Servicios Pasados	667.153	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	5.348.952	2.422.955	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	28.366.439	24.439.591	23.138.821
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	36.681.734	(6.351.518)	14.044.750
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	65.048.173	18.088.073	37.183.571

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	256.161.368
Costo Neto por Intereses	19.976.881
Costos de los Servicios en el Período	4.462.712
Beneficios Pagados en el Período	(15.517.133)
Aportaciones del Período	(14.383.865)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(100.972.717)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	6.468.147
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	75.783.858
Cambios del Límite del Activo	15.853.780
Diferencias de Conversión	(9.318.040)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	238.514.991
Costo Neto por Intereses	23.185.436
Costos de los Servicios en el Período	5.181.003
Beneficios Pagados en el Período	(15.957.887)
Aportaciones del Período	(17.998.323)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Cambios del Límite de Activo	(12.687.133)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	16.080.108
Transferencias a Mantenedores para la Venta	(102.423)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Diferencias de Conversión	(3.026.436)
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2014	269.930.412

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	628.823.491
Costo del servicio corriente	4.462.712
Costo por intereses	54.773.138
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.137.338
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(100.972.717)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	6.468.147
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(24.305.459)
Contribuciones pagadas	(48.536.164)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	521.850.486
Costo del servicio corriente	4.513.850
Costo por intereses	59.981.707
Aportaciones efectuadas por los participantes	513.813
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.634.240
Contribuciones pagadas	(51.945.531)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	667.153
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencias del personal	(102.423)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	588.148.279

Al 31 de diciembre de 2014, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 9,58% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (8,25% a 31 de diciembre de 2013), en un 74,97% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,67% a 31 de diciembre de 2013), en un 12,81% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,82% a 31 de diciembre 2013), en un 2,18% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,85% a 31 de diciembre de 2013) y el 0,46% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,41% a 31 de diciembre de 2013).

e) 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 2013	(393.880.165)
Ingresos por intereses	(37.219.214)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	75.783.858
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.987.419
Aportaciones del empleador	(1.137.338)
Aportaciones pagadas	(14.383.865)
Contribuciones pagadas	33.019.031
Saldo al 31 de diciembre de 2013	(322.830.274)
Ingresos por intereses	(42.145.223)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.214.811)
Aportaciones del empleador	(17.998.323)
Aportaciones pagadas	(513.813)
Contribuciones pagadas	35.987.644
Saldo al 31 de diciembre de 2014	(368.008.708)

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

Categoría de los Activos del Plan	31-12-2014		31-12-2013	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	46.892.034	13%	52.901.001	16%
Activos de renta fija	270.067.933	73%	232.840.825	72%
Inversiones inmobiliarias	41.758.489	11%	24.609.293	8%
Otros	9.290.252	3%	12.479.155	4%
Total	368.008.708	100%	322.830.274	100%

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	21.218.042
Intereses de Activo no reconocidos	2.422.955
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	17.475.375
Diferencias de Conversión	(1.621.593)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	39.494.779
Intereses de Activo no reconocidos	5.348.952
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(12.687.133)
Diferencias de Conversión	1.554.135
Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2014	33.710.733

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

	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Acciones	2	3
Inmuebles	24.699.453	21.899.207
Total	24.699.455	21.899.210

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2014	31-12-2013
Tasas de descuento utilizadas	4,60%	5,40%	12,52%	11,82% - 12,44%	7,04%	7,25%	5,50%	5,50%	6,35%	6,82%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	3,00%	9,18%	7,61%	4,00%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2009	RV -2004	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2004

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2014 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\$46.833.941 (M\$41.964.612 al 31 de diciembre de 2013) en caso de un alza en la tasa, y un aumento de M\$56.665.239 (M\$49.310.554 al 31 de diciembre de 2013) 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 diciembre de 2014 han ascendido a M\$ 4.700.327 (M\$ 3.140.681 al 31 de diciembre de 2013).

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$ 38.179.137.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 11,9 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	58.821.601
2	51.309.982
3	50.397.348
4	50.636.795
5	51.232.905
más de 5	238.162.020

26. PATRIMONIO.

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 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.

Para mayor detalle les de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., ver Nota 6.

- 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 de 2013, 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 de Enersis al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 asciende a M\$ 5.804.447.986 y M\$ 5.669.280.725, respectivamente y está representado en 49.092.772.762 de acciones.

Al 31 de diciembre de 2014, 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 2013.

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 concretado en 2013, 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 26.5.c).

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis, de fecha 25 de noviembre de 2014, se aprobó una modificación a los estatutos de la sociedad, modificando el capital social aumentándolo en la cantidad de M\$ 135.167.261. Este monto correspondía al saldo de la cuenta de "Prima de Emisión", una vez descontada la suma correspondiente a la cuenta "Costos de Emisión y Colocación de Acciones", incluida en otras Otras Reservas, sin realizar ninguna distribución a los accionistas como dividendo.

El capital de la Sociedad, luego de la modificación estatutaria antes indicada, quedó en la suma de M\$ 5.804.447.986, dividido en el mismo número de acciones en que anteriormente se dividía el capital social, esto es, 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal.

Este cambio de estatutos se realizó para cumplimiento al artículo 26 de la Ley de Sociedades Anónimas y la Circular N° 1370 emitida por la SVS, modificada por la Circular N° 1736, para reconocer en el capital cambios producidos como consecuencia de los últimos aumentos de capital realizados en la Sociedad.

26.1.2 Dividendos

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, equivalente a \$5,7497 por acción, al que le fue descontado el dividendo provisorio de \$1,46560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto repartido a los accionistas fue de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía. Lo anterior, modificó 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 acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°84), y un dividendo adicional, correspondiente a un total de \$5,74970. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°84 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°85 ascendente a \$4,28410 por acción.

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.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 16 de abril de 2013, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°86), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$4,25027 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°86 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°87 ascendente a \$3,03489 por acción.

Con fecha 26 de noviembre de 2013 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 31 de enero de 2014 un dividendo provisorio N°88 de \$1,42964 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2013, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2014, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N° 88, de \$1,42964 por acción), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$ 329.257.075.000, que equivale a \$6,70683 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 88 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 89 ascendente a \$ 259.071.983.050, que equivale a \$ 5,27719 por acción.

Con fecha 25 de noviembre de 2014 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de \$0,83148 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, 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
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
87	Definitivo	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	16-05-2014	5,27719	2013
90	Provisorio	30-01-2015	0,83148	2014

26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(76.439.681)	(72.729.629)	(68.251.285)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	130.582.841	154.005.545	22.285.125
Edelnor	36.743.627	16.231.253	6.517.665
Enel Brasil S.A.	(164.554.392)	(234.432.842)	(53.694.114)
Central Costanera S.A.	2.335.611	578.662	(2.677.497)
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	11.500.876	5.020.651	(646.559)
Emgesa S.A. E.S.P.	46.718.154	76.006.120	53.834.515
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(30.145.604)	(26.372.986)	(19.040.997)
Generandes Perú S.A.	71.188.012	24.832.786	24.592.212
Emp. Eléctrica de Piura	7.321.905	3.379.674	-
Otros	(96.475)	(2.541.250)	(3.639.124)
TOTAL	35.154.874	(56.022.016)	(40.720.059)

26.3 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.

26.4 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 diciembre de 2014 de sus filiales Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 1.091.973.013, M\$ 583.355.577, M\$ 103.197.317, M\$ 172.560.058 y M\$ 27.369.928, respectivamente.

26.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2014 M\$	Movimiento 2014 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(56.022.016)	91.176.890	35.154.874
Coberturas de flujo de caja	(3.086.726)	(66.317.951)	(69.404.677)
Activos financieros disponibles para la venta	11.811	2.235	14.046
Otras reservas varias	(2.414.023.486)	(205.947.141)	(2.619.970.627)
TOTAL	(2.473.120.417)	(181.085.967)	(2.654.206.384)

	Saldo al 1 de enero de 2013 M\$	Movimiento 2013 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(40.720.059)	(15.301.957)	(56.022.016)
Coberturas de flujo de caja	27.594.028	(30.680.754)	(3.086.726)
Activos financieros disponibles para la venta	13.647	(1.836)	11.811
Otras reservas varias	(1.498.010.369)	(916.013.117)	(2.414.023.486)
TOTAL	(1.511.122.753)	(961.997.664)	(2.473.120.417)

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(217.342.727)	(40.720.059)
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	27.904.293	27.594.028
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	(189)	13.647
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	(801.373)	(1.498.010.369)
TOTAL	(1.320.882.757)	(190.239.996)	(1.511.122.753)

a) **Reservas por diferencias de cambio por 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 efectivo:** 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 ejercicio 2014 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes de la OPA efectuada sobre nuestra filial Coelce, compra de Inkia Holdings y capitalización Central Dock (ver nota 26.6.1, 26.6.2 y 26.6.3).

El movimiento del período 2013 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes del proceso de aumento de capital de Enersis (ver nota 26.1.1).

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.109, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 6).
- 2) 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	Efecto Fiscal	Monto Neto
	M\$	M\$	M\$
Asesorías legales	1.154.819	(230.964)	923.855
Asesorías financiera y fess Colocación	22.436.327	(4.487.265)	17.949.062
Auditorías	1.113.980	(222.796)	891.184
Otros Gastos	347.764	(69.553)	278.211
Sub Total	25.052.890	(5.010.578)	20.042.312
Menos			
Sobre precio en colocacion de acciones	1.460.503		1.460.503
Total	23.592.387	(5.010.578)	18.581.809

(*) Ver nota 26.1.1. (modificación de estatutos).

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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 de 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 Enel Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

26.6 Participaciones no controladoras.

26.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis acordó la presentación de una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (“OPA”) de su filial Companhia Energética do Ceará (“Coelce”), como parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 5 y 26.1.1)

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis adquirió, a un precio R\$49 por acción, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas Clase A y 424 acciones preferidas Clase B, que representan un costo de M\$ 134.248.158.

Al haberse sobrepasado los dos tercios del total de acciones en circulación en la serie de acciones ordinarias de Coelce, Enersis prorrogó la fecha de vigencia de la oferta por tres meses adicionales a partir de la fecha de la subasta. El proceso concluyó con fecha 16 de mayo de 2014, período en el cual Enersis adquirió 38.162 acciones ordinarias adicionales, pagando por ellas M\$ 464.883.

En resumen, Enersis incrementó su participación accionaria en Coelce en un 15,18%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 74,05% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.5. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 75.700.937 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis.

Adicionalmente, se ha efectuado la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se han registrado un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 28.385.172.

26.6.2 Compra de Inkia Holdings (Acter) Limited (Generandes Perú)

Con fecha 29 de abril de 2014, el Directorio de Enersis autorizó suscribir un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), compañía controladora de Edegel S.A.A. Esta compra forma parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 6 y 26.1.1).

Con fecha 3 de septiembre de 2014, Enersis confirmó y pagó a Inkia la cantidad de M\$ 253.012.511, pasando a consolidar las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

Mediante esta operación Enersis incrementó su participación indirecta sobre Edegel S.A.A. en un 21,14%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 58,60% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M\$ 137.644.766 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis.

Adicionalmente, se ha efectuado la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se han registrado un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M\$ 32.862.564.

26.6.3 Capitalización Central Dock Sud

Con fecha 1 de diciembre de 2014 se perfeccionó la Operación consistente en la compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales era propietaria Endesa Latinoamérica, S.A. contra Central Dock Sud S.A.(CDS) a un valor de US\$ 29 millones y la posterior pesificación y condonación de intereses y aportación del remanente de dichos créditos por Enersis S.A al capital de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, al de CDS, a su valor facial y en condiciones análogas por los restantes accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis, parcialmente amortizados en efectivo, así como las eventuales reducciones de capital en tales filiales argentinas, todo lo cual constituye una Operación con partes relacionadas (la "Operación").

La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permite mantener las actuales participaciones aproximadas de los accionistas en dicha sociedad: Enersis (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

Esta operación se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6, registrando un abono adicional a Otras reservas varias por M\$ 35.149.573.

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)					
	31-12-2014 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)		
		31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ampla Energia E Serviços S.A.	0,36%	2.255.335	2.183.126	183.454	3.034.036	9.465.947
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	111.448.154	157.475.275	14.883.752	17.016.391	41.417.826
Enel Brasil (2)	0,00%	-	-	-	16.428.497	75.730.078
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	250.654.641	317.827.839	80.226.416	82.283.946	113.182.669
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	377.921.404	484.065.147	148.822.948	130.147.172	147.151.839
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	67.927.394	57.478.390	14.524.832	12.282.813	9.708.501
Inversiones Distrílima S.A.	0,00%	-	-	-	-	7.275.377
Generandes Perú S.A.	0,00%	-	105.646.058	12.672.210	17.074.639	13.075.545
Edegel S.A.A	16,40%	90.506.207	82.187.582	17.790.998	13.299.054	10.191.998
Chinango S.A.C.	20,00%	14.707.216	12.810.412	3.002.284	2.033.307	2.421.392
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	(17.558.352)	7.923.193	(23.918.192)	25.129.551	(27.549.521)
Endesa Costanera S.A.	24,32%	5.197.207	(6.822.454)	11.072.950	(7.067.970)	(14.333.117)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	32,33%	26.841.549	26.167.780	3.538.006	3.811.615	4.654.590
Central Dock Sud S.A.	42,86%	37.879.802	(26.372.413)	(15.402.018)	(20.472.366)	-
Chilectra S.A.	0,91%	11.127.491	10.279.568	1.370.642	2.056.796	1.599.284
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	1.080.652.251	1.061.317.532	133.622.088	142.871.823	93.549.165
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	12.597.077	12.756.939	10.522.428	8.415.147	18.934.978
Empresa Eléctrica Pangué S.A. (1)	0,00%	-	-	-	-	583.424
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	0,00%	-	-	-	-	1.676.986
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	-	25.446.652	3.192.773	3.543.412	4.613.400
Otras		5.085.323	8.539.982	3.206.288	2.998.733	2.312.086
TOTAL		2.077.242.699	2.338.910.608	419.311.859	454.886.596	515.662.447

- (1) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangué S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A.. Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., y con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 21 de noviembre de 2013 Investluz S.A. y Ampla Invetimentos S.A. fueron fusionada con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al		
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Ventas de energía	6.236.134.845	5.168.220.551	5.725.898.591
Generación	2.086.238.786	1.615.983.735	1.906.699.801
Clientes Regulados	635.793.797	565.976.764	332.223.746
Clientes no Regulados	950.960.591	731.946.884	1.075.577.399
Ventas de Mercado Spot	437.551.446	277.173.369	472.368.572
Otros Clientes	61.932.952	40.886.718	26.530.084
Distribución	4.149.896.059	3.552.236.816	3.819.198.790
Residenciales	1.919.774.543	1.581.932.344	1.712.160.992
Comerciales	1.019.450.481	904.821.738	978.570.398
Industriales	506.041.500	490.631.186	494.404.380
Otros Consumidores	704.629.535	574.851.548	634.063.020
Otras ventas	60.898.686	56.401.832	20.021.897
Ventas equipos de medida	295.473	3.299.824	2.588.881
Ventas de gas	12.875.773	34.078.691	-
Ventas de productos y servicios	47.727.440	19.023.317	17.433.016
Otras prestaciones de servicios	522.727.351	472.154.857	436.203.210
Peajes y transmisión	284.202.963	313.101.013	319.135.832
Arriendo equipos de medida	4.270.485	4.700.987	4.653.801
Alumbrado público	37.609.246	30.810.947	32.613.523
Verificaciones y enganches	4.200.004	29.834.227	13.653.352
Servicios de ingeniería y consultoría	25.795.446	15.324.053	17.620.795
Otras prestaciones	166.649.207	78.383.630	48.525.907
Total Ingresos de actividades ordinarias	6.819.760.882	5.696.777.240	6.182.123.698

Otros ingresos	Saldo al		
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Ingresos por contratos de construcción	186.078.925	159.283.676	151.969.334
Apoyos mutuos	33.111.763	29.071.409	32.822.150
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	1.256.606	10.099.168	11.952.534
Arrendamientos	787.297	1.057.795	1.202.395
Ventas de nuevos negocios	96	14.504.231	12.824.744
Otros Ingresos (1)	212.880.751	353.652.383	103.058.593
Total Otros ingresos	434.115.438	567.668.662	313.829.750

(1) Al 31 de diciembre de 2014 producto de la aplicación de la Resolución 250/13 ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) que reconoce los costos no traspasados a tarifa, Edesur ha registrado un ingreso de M\$144.347.336 por los períodos comprendidos entre octubre 2013 y marzo 2014. Al 31 de diciembre de 2014 se ha reconocido por este mismo concepto M\$250.533.319 por los períodos comprendidos entre mayo 2007 y febrero 2013 y de marzo 2013 a septiembre 2013.

Además, incluye M\$ 39.282.571 al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 31.262.764 al 31 de diciembre de 2013) provenientes de nuevos contratos de disponibilidad, a partir de diciembre de 2012, de nuestra filial Central Costanera S.A. con CAMMESA.

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al		
	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$
Compras de energía	(2.612.423.439)	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)
Consumo de combustible	(511.014.654)	(386.116.195)	(763.791.553)
Gastos de transporte	(417.134.161)	(399.680.014)	(474.178.392)
Costos por contratos de construcción	(186.078.925)	(159.283.676)	(151.969.334)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(214.420.540)	(323.447.751)	(456.413.330)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(3.941.071.719)	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Sueldos y salarios	(380.106.448)	(330.394.741)	(294.939.681)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(9.881.330)	(7.603.393)	(5.781.514)
Seguridad social y otras cargas sociales	(120.658.782)	(121.856.590)	(105.827.908)
Otros gastos de personal	(5.363.276)	(5.827.374)	(2.630.733)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(516.009.836)	(465.682.098)	(409.179.836)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Depreciaciones	(366.951.453)	(339.240.870)	(332.246.197)
Amortizaciones	(112.228.451)	(96.232.389)	(102.237.537)
Subtotal	(479.179.904)	(435.473.259)	(434.483.734)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(51.515.362)	(74.877.924)	(42.612.727)
Total	(530.695.266)	(510.351.183)	(477.096.461)

(*) Información por segmentos Pérdidas por deterioro	Generación			Distribución			Otros		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Activos financieros (ver nota 9c)	(1.903.695)	(654.698)	1.460.736	(20.866.271)	(32.899.939)	(34.141.630)	(78.174)	-	-
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15)	-	-	-	(14.948.785)	(28.662.952)	-	-	-	-
Inmovilizado (ver nota 17)	(13.770.564)	(12.388.153)	(12.578.098)	-	(272.182)	-	-	-	-
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 18)	-	-	-	-	-	-	52.127	-	2.646.265
Total	(15.674.259)	(13.042.851)	(11.117.362)	(35.815.056)	(61.835.073)	(34.141.630)	(26.047)	-	2.646.265

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Otros suministros y servicios	(68.996.816)	(62.324.990)	(62.086.206)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(212.595.924)	(211.242.280)	(206.102.922)
Reparaciones y conservación	(123.940.629)	(107.688.505)	(90.628.683)
Indemnizaciones y multas	(17.523.089)	(20.798.430)	(26.119.464)
Tributos y tasas	(19.728.489)	(29.108.704)	(22.776.753)
Primas de seguros	(35.869.125)	(27.520.496)	(22.725.136)
Arrendamientos y cánones	(21.087.207)	(18.878.285)	(18.483.171)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(8.465.814)	(8.232.239)	(7.331.175)
Otros aprovisionamientos	(42.404.914)	(24.251.604)	(23.461.868)
Gastos de viajes	(17.967.705)	(6.101.368)	(7.854.709)
Gastos de medioambiente	(5.470.901)	(3.951.788)	(4.988.760)
Total Otros gastos por naturaleza	(574.050.613)	(520.098.689)	(492.558.847)

32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

Otras ganancias	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ganancia por remediación de la participación pre-existente en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	21.546.320	-	-
Realización de la diferencia de conversión de la participación pre-existente de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	21.006.456	-	-
Ganancia por venta participación Maitenes y Aguas Santiago Poniente (2)	21.077.900	-	-
Venta de líneas de transmisión Charrua	-	2.532.438	-
Ventas de Propiedades de Inversión (3)	7.556.574	12.195.531	9.191.493
Otros	582.567	4.442.036	5.994.919
Total Otras ganancias	71.769.817	19.170.005	15.186.412

- (1) Ver nota 5.e.
(2) Ver nota 2.4.1
(3) Ver nota 18

33. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	89.390.105	101.020.849	60.910.774
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil)	224.310	200.526	2.252.542
Otros ingresos financieros (1) (2)	176.269.862	158.905.171	168.966.664
Total Ingresos Financieros	265.884.277	260.126.546	232.129.980

Costos financieros	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Costos Financieros	(491.858.285)	(388.367.634)	(419.888.938)
Préstamos bancarios	(33.680.805)	(31.247.391)	(43.166.762)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(220.335.115)	(195.795.889)	(204.574.008)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.807.273)	(1.892.614)	(3.281.822)
Valoración derivados financieros	(2.758.502)	(18.626.994)	(19.030.050)
Actualización financiera de provisiones	(47.404.181)	(38.557.697)	(47.343.541)
Obligación por beneficios post empleo	(23.409.746)	(20.177.405)	(21.701.886)
Gastos financieros activados	56.918.667	30.325.539	26.477.369
Otros costos financieros (1)	(219.381.330)	(112.395.183)	(107.268.238)
Resultado por unidades de reajuste (*)	1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)
Diferencias de cambio (**)	(38.821.872)	(30.373.115)	(16.126.401)
Total Costos Financieros	(529.046.602)	(428.155.504)	(448.772.207)
Total Resultado Financiero	(263.162.325)	(168.028.958)	(216.642.227)

(1) Al 31 de diciembre de 2014 se incluye un costo financiero de M\$ 68.728.638 correspondiente a la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce. Al 31 de diciembre de 2013 esta actualización financiera generó un ingreso financiero por M\$ 54.591.750 y M\$ 112.274.835 al 31 de diciembre de 2012 (ver nota 8)

(2) Al 31 de diciembre de 2014 en nuestra filial Endesa Costanera se incluye condonación de intereses Mitsubishi y valor actual de la deuda Mitsubishi por M\$ 84.534.955, debido a que se firmó acuerdo de reestructuración de esta deuda. Entre las principales condiciones de la reestructuración destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30 de septiembre de 2014, la reprogramación de los vencimientos del capital por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniendo la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos.

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		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	19.201
Otros activos financieros	23.240.913	4.789.683	5.629.466
Otros activos no financieros	115.595	13.669	1.425
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	185.457	273.757	181.103
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	9.436.174	2.950.060	2.515.491
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(31.274.827)	(17.493.502)	(21.849.406)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(3.757)	8.563	272.244
Otras provisiones	-	(12.564)	(163.246)
Otros pasivos no financieros	(66.000)	55.579	636.854
Total Resultado por Unidades de Reajuste	1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	22.584.942	6.102.820	(2.517.811)
Otros activos financieros	10.915.550	36.522.047	6.021.281
Otros activos no financieros	117.145	2.636.563	113.953
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	15.371.591	17.727.884	(1.712.212)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(1.051.446)	(18.772)	(4.910)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(77.040.334)	(76.388.115)	(18.554.479)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(6.354.054)	(13.918.059)	1.353.385
Otros pasivos no financieros	(3.365.266)	(3.037.483)	(825.608)
Total Diferencias de Cambio	(38.821.872)	(30.373.115)	(16.126.401)

34. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2014, 2013 y 2012:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(526.114.245)	(520.073.234)	(367.633.053)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	34.026.202	24.933.088	16.826.547
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(4.201.999)	(2.035.554)	627.769
Gasto / (ingreso) por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos (*)	(4.747.995)	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(3.328.058)	(1.145.793)	(822.301)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(504.366.095)	(498.321.493)	(351.001.038)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(21.005.263)	7.803	(45.367.789)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos (*)	28.762.009	(1.238.888)	(10.307.093)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	(4.615.207)	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	7.756.746	(5.846.292)	(55.674.882)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(496.609.349)	(504.167.785)	(406.675.920)

(*) Ver nota 19 c, d y e.

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	31-12-2014		31-12-2013		31-12-2012	
	Tasa	M\$	Tasa	M\$	Tasa	M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		1.526.079.077		1.617.568.531		1.299.688.888
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(21,00%)	(320.476.606)	(20,00%)	(323.513.706)	(20,00%)	(259.937.778)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(9,18%)	(140.032.350)	(10,30%)	(166.561.065)	(8,81%)	(136.712.575)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	14,36%	219.171.464	10,96%	177.335.237	4,21%	78.244.330
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(18,29%)	(279.066.084)	(7,69%)	(124.380.992)	(8,07%)	(116.144.791)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	1,88%	28.762.009	(0,08%)	(1.238.888)	0,01%	(10.307.093)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,28%)	(4.201.999)	(0,13%)	(2.035.554)	(0,07%)	627.769
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(0,05%)	(765.783)	(3,94%)	(63.772.817)	(1,56%)	37.554.218
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicables	(11,54%)	(176.132.743)	(11,17%)	(180.654.079)	(14,30%)	(146.738.142)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(32,54%)	(496.609.349)	(31,17%)	(504.167.785)	(34,30%)	(406.675.920)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 19 a.

35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

35.1 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, la información que se presenta a continuación se basa en la información financiera de las sociedades que integran cada segmento.

A continuación se presenta el detalle de la información por segmentos señalada anteriormente:

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.258.524.552	1.156.438.452	1.682.754.340	1.211.608.943	990.219.996	1.528.167.886	3.931.498.888	3.896.215.281
Efectivo y equivalentes al efectivo	444.764.922	374.220.089	274.881.316	255.290.795	985.099.253	976.876.685	1.704.745.491	1.606.387.569
Otros activos financieros corrientes	50.850.528	50.768.162	25.046.824	94.069.869	23.558.051	636.191.406	99.455.403	781.029.437
Otros activos no financieros, corriente	61.264.981	58.112.923	109.728.709	79.785.042	4.104.422	3.699.327	175.098.112	141.597.292
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	498.363.943	375.169.450	1.178.238.427	743.195.165	5.084.533	11.372.493	1.681.686.903	1.129.737.108
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	77.105.049	146.150.489	29.295.267	18.210.862	(87.958.976)	(130.341.777)	18.441.340	34.019.574
Inventarios corrientes	73.796.781	53.275.768	56.267.388	19.671.824	3.455.985	4.835.163	133.520.154	77.782.755
Activos por impuestos corrientes, corriente	52.378.348	98.741.571	9.296.409	1.385.386	48.897.765	25.534.589	110.572.522	125.661.546
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	7.978.963	-	7.978.963	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.814.137.154	6.398.817.292	5.034.348.611	4.697.158.034	141.337.663	185.473.700	11.989.823.428	11.281.449.026
Otros activos financieros no corrientes	7.937.828	4.061.439	496.520.403	452.585.368	26.363.289	34.889.611	530.821.520	491.536.418
Otros activos no financieros no corrientes	12.590.288	24.308.809	61.369.954	59.599.963	3.845.938	183.053	77.806.180	84.091.825
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	185.266.255	167.646.689	106.105.806	54.579.139	269.614	819.845	291.641.675	223.045.673
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	486.605	-	-	-	486.605	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	609.409.322	779.072.009	574.400.438	585.268.211	(1.110.176.150)	(1.116.259.340)	73.633.610	248.080.880
Activos intangibles distintos de la plusvalía	55.498.838	51.842.981	1.097.100.837	1.091.372.309	15.612.381	30.345.071	1.168.212.056	1.173.560.361
Plusvalía	125.609.898	100.096.198	100.220.100	97.464.272	1.185.023.629	1.174.759.858	1.410.853.627	1.372.320.328
Propiedades, planta y equipo	5.723.349.345	5.155.570.775	2.522.222.675	2.285.222.824	(11.356.301)	(6.994.874)	8.234.215.719	7.433.798.725
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.514.562	44.877.049	8.514.562	44.877.049
Activos por impuestos diferidos	94.475.380	116.218.392	75.921.793	71.065.948	23.240.701	22.853.427	193.637.874	210.137.767
TOTAL ACTIVOS	8.072.661.706	7.555.255.744	6.717.102.951	5.908.766.977	1.131.557.659	1.713.641.586	15.921.322.316	15.177.664.307

País	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.622.353.344	1.504.632.050	1.856.594.893	1.391.925.362	(284.126.253)	84.702.287	3.194.821.984	2.981.259.699
Otros pasivos financieros corrientes	297.869.150	410.914.229	119.552.373	173.246.439	4.384.156	322.514.537	421.805.679	906.675.205
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	777.931.218	525.173.194	1.403.375.115	886.825.146	107.570.617	103.005.314	2.288.876.950	1.515.003.654
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	371.111.287	436.105.046	189.021.282	167.324.745	(416.451.947)	(399.017.521)	143.680.622	204.412.270
Otras provisiones corrientes	38.351.988	30.817.144	51.247.787	55.152.733	622.909	1.339.486	90.222.684	87.309.363
Pasivos por impuestos corrientes	96.623.249	73.636.143	16.472.461	40.149.920	2.376.603	45.951.000	115.472.313	159.737.063
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	40.466.452	27.986.294	76.925.875	69.226.379	11.883.262	10.909.471	129.275.589	108.122.144
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	5.488.147	-	5.488.147	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.398.122.150	2.040.534.883	1.770.828.652	1.401.109.244	278.330.784	247.295.620	4.447.281.586	3.688.939.747
Otros pasivos financieros no corrientes	1.871.186.406	1.600.171.935	1.153.615.811	930.826.729	264.295.311	259.250.447	3.289.097.528	2.790.249.111
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.858.836	126.143	155.526.685	22.937.735	-	-	159.385.521	23.063.878
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	4.908.454	4.206.159	-	-	(4.908.454)	(4.206.159)	-	-
Otras provisiones no corrientes	34.859.087	33.574.202	162.308.328	154.230.523	76.426	6.162.628	197.243.841	193.967.353
Pasivo por impuestos diferidos	397.978.536	329.663.782	61.859.841	95.496.877	18.523.107	(29.673.769)	478.361.484	395.486.890
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	43.461.827	40.793.344	213.666.598	189.410.354	12.801.987	8.311.293	269.930.412	238.514.991
Otros pasivos no financieros no corrientes	41.869.004	31.999.318	23.851.389	8.207.026	(12.457.593)	7.451.180	53.262.800	47.657.524
PATRIMONIO NETO	4.052.186.212	4.010.088.811	3.089.679.406	3.115.732.371	1.137.353.128	1.381.643.679	8.279.218.746	8.507.464.861
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	4.052.186.212	4.010.088.811	3.089.679.406	3.115.732.371	1.137.353.128	1.381.643.679	6.201.976.047	6.168.554.253
Capital emitido	1.512.762.830	1.468.019.087	872.231.352	865.828.224	3.419.453.804	3.335.433.414	5.804.447.986	5.669.280.725
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.172.639.133	2.060.598.343	1.384.094.891	1.495.097.851	(504.999.579)	(742.061.897)	3.051.734.445	2.813.634.297
Primas de emisión	206.599.062	206.510.282	3.965.297	4.193.997	(210.564.359)	(51.944.631)	-	158.759.648
Otras reservas	160.185.187	274.961.099	829.387.866	750.612.299	(1.566.536.738)	(1.159.783.207)	(2.654.206.384)	(2.473.120.417)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.077.242.699	2.338.910.608
Total Patrimonio Neto y Pasivos	8.072.661.706	7.555.255.744	6.717.102.951	5.908.766.977	1.131.557.659	1.713.641.586	15.921.322.316	15.177.664.307

País	Generación y Transmisión			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES												
INGRESOS	2.983.409.113	2.441.120.267	2.678.261.961	4.930.001.104	4.404.479.994	4.423.281.052	(659.533.897)	(581.154.359)	(605.589.565)	7.253.876.320	6.264.445.902	6.495.953.448
Ingresos de actividades ordinarias	2.900.381.192	2.377.325.332	2.612.956.454	4.579.719.416	3.901.681.181	4.182.008.807	(660.339.726)	(582.229.273)	(612.841.563)	6.819.760.882	5.696.777.240	6.182.123.698
Ventas de energía	2.669.930.138	2.165.668.341	2.482.754.540	4.155.503.680	3.552.382.184	3.819.198.791	(589.288.973)	(549.829.974)	(576.054.740)	6.236.134.845	5.168.220.551	5.725.898.591
Otras ventas	24.142.712	34.091.251	30.347	28.537.904	11.612.335	11.553.462	8.218.070	10.698.246	8.438.088	60.898.686	56.401.832	20.021.897
Otras prestaciones de servicios	206.308.342	177.565.740	130.171.567	395.677.832	337.686.662	351.296.554	(79.258.823)	(43.097.545)	(45.224.911)	522.727.351	472.154.857	436.203.210
Otros ingresos	83.027.921	63.794.935	65.305.507	350.281.688	502.798.813	241.272.245	805.829	1.074.914	7.251.998	434.115.438	567.668.662	313.829.750
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(1.403.902.013)	(1.009.702.135)	(1.449.084.420)	(3.194.185.846)	(2.673.379.981)	(2.867.319.759)	657.016.140	593.940.921	621.381.260	(3.941.071.719)	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)
Compras de energía	(547.119.540)	(292.864.432)	(361.610.578)	(2.666.373.539)	(2.075.154.855)	(2.063.213.138)	601.069.640	547.405.728	576.153.406	(2.612.423.439)	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)
Consumo de combustible	(511.010.903)	(386.111.799)	(763.783.683)	-	-	-	(3.751)	(4.396)	(7.870)	(511.014.654)	(386.116.195)	(763.791.553)
Gastos de transporte	(267.732.002)	(247.142.292)	(251.768.651)	(224.551.869)	(202.158.980)	(270.471.867)	75.149.710	49.621.258	48.062.126	(417.134.161)	(399.680.014)	(474.178.392)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(78.039.568)	(83.583.612)	(71.921.508)	(303.260.438)	(396.066.146)	(533.634.754)	(19.199.459)	(3.081.669)	(2.826.402)	(400.499.465)	(482.731.427)	(608.382.664)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.579.507.100	1.431.418.132	1.229.177.541	1.735.815.258	1.731.100.013	1.555.961.293	(2.517.757)	12.786.562	15.791.695	3.312.804.601	3.175.304.707	2.800.930.529
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	30.014.454	19.881.495	13.476.346	47.142.651	42.000.709	35.191.036	118.881	83.324	-	77.275.986	61.965.528	48.667.382
Gastos por beneficios a los empleados	(156.645.727)	(141.748.617)	(113.966.867)	(315.024.893)	(286.189.660)	(263.105.705)	(44.339.216)	(37.743.821)	(32.107.264)	(516.009.836)	(465.682.098)	(409.179.836)
Otros gastos, por naturaleza	(149.875.517)	(133.303.219)	(117.716.347)	(440.392.666)	(392.931.388)	(377.970.540)	16.217.570	4.135.918	3.128.040	(574.050.613)	(520.098.689)	(492.558.847)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	1.303.000.310	1.178.247.791	1.010.970.673	1.027.540.350	1.093.979.674	950.076.084	(30.520.522)	(20.738.017)	(13.187.529)	2.300.020.138	2.251.489.448	1.947.859.228
Gasto por depreciación y amortización	(241.309.803)	(220.709.881)	(209.061.131)	(235.910.224)	(212.656.348)	(223.100.209)	(1.959.877)	(2.107.030)	(2.322.394)	(479.179.904)	(435.473.259)	(434.483.734)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(15.674.259)	(13.042.851)	(11.117.362)	(35.815.056)	(61.835.073)	(34.141.630)	(26.047)	-	2.646.265	(51.515.362)	(74.877.924)	(42.612.727)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	1.046.016.248	944.495.059	790.792.180	755.815.070	819.488.253	692.834.245	(32.506.446)	(22.845.047)	(12.863.658)	1.769.324.872	1.741.138.265	1.470.762.767
RESULTADO FINANCIERO	(99.978.477)	(167.809.388)	(145.785.551)	(243.780.744)	(53.414.151)	(46.097.468)	80.596.896	53.194.581	(24.759.208)	(263.162.325)	(168.028.958)	(216.642.227)
Ingresos financieros	112.661.181	37.896.449	38.373.092	96.548.660	161.068.601	183.505.989	56.674.436	61.161.496	10.250.899	265.884.277	260.126.546	232.129.980
Costos financieros	(158.041.713)	(167.371.745)	(169.460.109)	(339.277.981)	(214.051.796)	(232.804.924)	5.461.409	(6.944.093)	(17.623.905)	(491.858.285)	(388.367.634)	(419.888.938)
Resultados por Unidades de Reajuste	14.341.214	1.220.365	(785.468)	634.552	558.758	1.204.984	(13.342.211)	(11.193.878)	(13.176.384)	1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)
Diferencias de cambio	(68.939.159)	(39.554.457)	(13.913.066)	(1.685.975)	(989.714)	1.996.483	10.171.056	(4.209.818)	(38.821.872)	(30.373.115)	(30.373.115)	(16.126.401)
Positivas	57.125.008	52.992.156	20.072.837	4.497.592	3.454.032	3.762.002	59.380.504	37.379.556	24.339.662	121.003.104	93.825.744	48.174.501
Negativas	(126.064.167)	(92.546.613)	(33.985.903)	(6.183.567)	(4.443.746)	(1.765.519)	(27.577.242)	(27.208.500)	(28.549.480)	(159.824.976)	(124.198.859)	(64.300.902)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(54.413.312)	24.355.515	27.913.996	2.595.760	933.704	2.468.250	(35.735)	-	(310)	(51.853.287)	25.289.219	30.381.936
Otras ganancias (pérdidas)	43.449.696	3.418.397	1.422.271	(314.354)	3.561.369	1.392.547	28.634.475	12.190.239	12.371.594	71.769.817	19.170.005	15.186.412
Resultado de Otras Inversiones	43.359.034	835.817	657.026	-	-	80.274	21.077.900	-	-	64.436.934	835.817	737.300
Resultados en Ventas de Activos	90.662	2.582.580	765.245	(314.354)	3.561.369	1.312.273	7.556.575	12.190.239	12.371.594	7.332.883	18.334.188	14.449.112
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	935.074.155	804.459.583	674.342.896	514.315.732	770.569.175	650.597.574	76.689.190	42.539.773	(25.251.582)	1.526.079.077	1.617.568.531	1.299.688.888
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(287.691.669)	(229.566.686)	(210.602.693)	(153.041.776)	(203.441.100)	(210.877.855)	(55.875.904)	(71.159.999)	14.804.628	(496.609.349)	(504.167.785)	(406.675.920)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	647.382.486	574.892.897	463.740.203	361.273.956	567.128.075	439.719.719	20.813.286	(28.620.226)	(10.446.954)	1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PERDIDA)	647.382.486	574.892.897	463.740.203	361.273.956	567.128.075	439.719.719	20.813.286	(28.620.226)	(10.446.954)	1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	647.382.486	574.892.897	463.740.203	361.273.956	567.128.075	439.719.719	20.813.286	(28.620.226)	(10.446.954)	1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	610.157.869	658.514.150	377.350.521
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	419.311.859	454.886.596	515.662.447

País	Generación			Distribución			Eliminaciones y otros			Totales		
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2012 M\$	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO												
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.026.718.651	874.169.034	718.617.420	769.341.885	855.536.268	844.926.087	(98.022.542)	(28.729.658)	(20.181.072)	1.698.037.994	1.700.975.644	1.543.362.435
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(357.107.188)	(194.635.422)	(265.633.358)	(513.969.018)	(488.352.158)	(451.881.927)	571.389.216	(540.899.509)	(124.620.795)	(299.686.990)	(1.223.887.089)	(842.136.080)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(575.096.742)	(628.577.198)	(639.711.643)	(220.294.230)	(327.075.688)	(440.998.366)	(488.068.691)	1.292.418.242	68.435.178	(1.283.459.663)	336.765.356	(1.012.274.831)

35.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	1.878.994.993	2.084.089.603	520.217.733	324.887.994	848.758.549	814.810.111	574.295.812	592.888.884	287.163.111	230.431.271	(177.931.310)	(150.892.582)	3.931.498.888	3.896.215.281
Efectivo y equivalentes al efectivo	989.320.583	906.467.031	25.917.276	24.982.401	197.723.645	249.842.879	357.750.546	344.261.959	134.033.441	81.033.299	-	-	1.704.745.491	1.606.387.569
Otros activos financieros corrientes	8.518.962	540.622.559	-	-	52.870.583	163.360.721	38.065.858	72.983.696	-	4.062.461	-	-	99.455.403	781.029.437
Otros activos no financieros, corriente	16.052.871	4.826.805	4.151.319	5.359.794	115.566.129	86.826.237	12.267.413	11.417.533	27.060.380	33.166.923	-	-	175.098.112	141.597.292
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	578.408.890	363.300.892	416.026.626	255.990.455	446.392.339	287.515.769	147.531.981	142.962.648	93.735.123	78.923.672	(408.056)	1.043.672	1.681.686.903	1.129.737.108
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	134.750.382	135.381.849	28.097.713	28.866.234	22.359.268	15.395.164	748.922	1.393.681	3.256	4.918.900	(167.518.201)	(151.936.254)	18.441.340	34.019.574
Inventarios corrientes	43.677.878	22.015.023	41.937.394	8.201.936	934.466	2.519.460	16.506.890	19.869.367	30.463.526	25.176.969	-	-	133.520.154	77.782.575
Activos por impuestos corrientes, corriente	90.281.411	111.475.444	4.087.405	1.487.174	12.912.119	9.549.881	1.424.202	-	1.867.385	3.149.047	-	-	110.572.522	125.661.546
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	17.984.016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.005.053)	-	7.978.963	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	9.750.318.070	8.908.947.599	822.281.224	659.059.378	2.333.408.466	2.217.714.263	2.716.160.481	2.677.766.989	1.553.601.206	1.389.084.031	(5.185.946.019)	(4.571.123.234)	11.989.823.428	11.281.449.026
Otros activos financieros no corrientes	33.090.868	37.649.971	72.882	95.878	496.463.986	452.516.565	1.177.618	1.267.312	16.166	6.692	-	-	530.821.520	491.536.418
Otros activos no financieros no corrientes	236.772	366.777	4.232.688	976.223	69.746.584	83.157.858	3.644.175	-	-	-	(54.039)	(409.033)	77.806.180	84.091.825
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7.496.412	6.875.034	175.753.071	157.987.010	97.082.421	42.678.160	11.309.771	15.505.469	-	-	-	-	291.641.675	223.045.673
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	486.605	-	36.267.177	36.001.623	-	-	-	-	(36.267.177)	(36.001.623)	486.605	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	6.324.305.426	5.823.859.485	42.815.909	48.287.286	-	-	32.798.603	33.085.546	95.911.225	84.687.466	(6.422.197.553)	(5.741.838.903)	73.633.610	248.080.880
Activos intangibles distintos de la plusvalía	36.525.521	37.570.805	2.533.936	2.736.208	1.062.638.430	1.060.733.391	40.612.537	43.583.416	25.901.632	28.936.541	-	-	1.168.212.056	1.173.560.361
Plusvalía	2.240.478	2.298.609	1.401.472	1.574.810	97.979.622	95.223.794	4.886.064	5.213.756	8.527.161	1.295.818.830	1.259.722.037	(23.246.080)	8.234.215.719	7.433.798.725
Propiedades, planta y equipo	3.303.520.171	2.899.506.899	591.453.902	431.863.368	389.577.389	374.933.897	2.549.665.315	2.483.155.951	1.423.245.022	1.267.166.010	(23.246.080)	(22.827.400)	8.234.215.719	7.433.798.725
Propiedad de inversión	8.514.562	44.877.049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.514.562	44.877.049
Activos por impuestos diferidos	34.387.860	55.942.970	3.530.759	15.538.595	83.652.857	72.468.975	72.066.398	95.955.539	-	-	-	(29.768.312)	193.637.874	210.137.767
TOTAL ACTIVOS	11.629.313.063	10.993.037.202	1.342.498.957	983.947.372	3.182.167.015	3.032.524.374	3.290.456.293	3.270.655.873	1.840.764.317	1.619.515.302	(5.363.877.329)	4.722.015.816	15.921.322.316	15.177.664.307

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	744.843.606	976.567.203	919.270.662	765.661.046	479.284.646	507.823.387	828.561.609	504.585.033	269.583.701	236.388.951	(46.722.240)	(9.765.921)	3.194.821.984	2.981.259.699
Otros pasivos financieros corrientes	150.748.390	447.215.392	36.046.855	185.774.593	78.874.557	67.179.349	92.779.423	135.583.922	63.356.454	70.921.949	-	-	421.805.679	906.675.205
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	490.927.954	373.615.062	775.438.014	418.484.935	340.379.343	253.932.994	428.369.239	254.481.844	167.957.943	134.483.501	85.804.457	80.005.318	2.288.876.950	1.515.003.654
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10.417.853	25.743.837	28.081.812	74.601.162	30.274.223	148.963.775	198.528.161	43.984.648	8.905.270	890.087	(132.526.697)	(89.771.239)	143.680.622	204.412.270
Otras provisiones corrientes	11.627.110	14.899.483	33.345.118	49.361.942	3.335.096	1.162.162	31.449.522	12.139.002	10.465.838	9.746.774	-	-	90.222.684	87.309.363
Pasivos por impuestos corrientes	38.357.866	82.475.261	6.836.964	8.146.432	2.213.038	14.569.709	64.747.073	48.102.434	3.317.372	6.443.227	-	-	115.472.313	159.737.063
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	37.276.286	32.618.168	39.521.899	29.291.982	24.208.389	22.015.398	12.688.191	10.293.183	15.580.824	13.903.413	-	-	129.275.589	108.122.144
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.488.147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.488.147	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.410.672.019	1.082.782.610	291.965.068	131.441.625	959.581.284	805.923.465	1.241.915.054	1.209.708.575	601.204.740	525.169.451	(58.056.579)	(66.085.979)	4.447.281.586	3.688.939.747
Otros pasivos financieros no corrientes	1.042.430.478	834.174.804	44.052.205	19.263.284	627.845.559	511.762.232	1.162.494.911	1.097.771.137	412.274.375	327.277.654	-	-	3.289.097.528	2.790.249.111
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078	-	120.587.518	126.137	35.086.925	22.937.741	-	-	-	-	-	-	159.385.521	23.063.878
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	36.594.486	36.317.667	-	-	-	-	-	-	(36.594.486)	(36.317.667)	-	-
Otras provisiones no corrientes	27.969.934	23.983.651	8.468.074	13.647.279	152.802.156	142.210.556	4.100.860	10.688.183	3.902.817	3.437.684	-	-	197.243.841	193.967.353
Pasivo por impuestos diferidos	255.156.048	176.873.577	31.236.466	18.926.410	18.454.634	21.675.958	-	23.901.959	173.514.336	183.877.298	-	(29.768.312)	478.361.484	395.486.890
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	56.333.817	43.056.906	12.825.808	9.640.282	122.729.879	106.313.626	75.319.283	77.347.296	2.721.625	2.156.881	-	-	269.930.412	238.514.991
Otros pasivos no financieros no corrientes	25.070.664	4.693.672	38.200.511	33.520.566	2.662.131	1.023.352	-	-	8.791.587	8.419.934	(21.462.093)	-	53.262.800	47.657.524
PATRIMONIO NETO	9.473.797.438	8.933.687.389	131.263.227	86.844.701	1.743.301.085	1.718.777.522	1.219.979.630	1.556.362.265	969.975.876	857.956.900	(5.259.098.510)	(4.646.163.916)	8.279.218.746	8.507.464.861
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.473.797.438	8.933.687.389	131.263.227	86.844.701	1.743.301.085	1.718.777.522	1.219.979.630	1.556.362.265	969.975.876	857.956.900	(5.259.098.510)	(4.646.163.916)	6.201.976.047	6.168.554.253
Capital emitido	8.284.164.467	7.946.458.335	206.381.462	185.677.463	216.324.676	209.103.124	170.397.032	168.808.967	298.376.352	275.585.129	(3.371.196.003)	(3.116.352.293)	5.804.447.986	5.669.280.725
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.565.687.987	3.330.989.884	(151.386.397)	113.985.428	206.870.339	315.847.482	145.279.263	657.299.536	281.694.302	218.598.523	(996.411.049)	(1.595.115.700)	3.051.734.445	2.813.634.297
Primas de emisión	206.574.859	365.334.508	-	-	684.112.119	664.870.411	3.398.995	3.627.695	590.505	501.725	(894.676.478)	(875.574.691)	-	158.759.648
Otras reservas	(2.582.629.875)	(2.709.095.338)	76.268.162	15.152.666	635.993.951	528.956.505	900.904.340	726.626.067	389.314.717	363.271.523	3.185.020	940.878.768	(2.654.206.384)	(2.473.120.417)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.077.242.699	2.338.910.608
Total Patrimonio Neto y Pasivos	11.629.313.063	10.993.037.202	1.342.498.957	983.947.372	3.182.167.015	3.032.524.374	3.290.456.293	3.270.655.873	1.840.764.317	1.619.515.302	(5.363.877.329)	(4.722.015.816)	15.921.322.316	15.177.664.307

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países.

a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	587.911.081	511.796.884	111.345.580	107.811.492	179.310.128	139.953.310	329.704.908	321.118.495	164.347.787	137.890.412	(114.094.932)	(62.132.141)	1.258.524.552	1.156.438.452	
Efectivo y equivalentes al efectivo	50.627.592	56.780.323	20.268.881	16.276.593	76.039.740	34.172.561	329.704.908	227.781.003	73.264.364	39.209.609	-	-	444.764.922	374.220.089	
Otros activos financieros corrientes	4.389.709	23.956.079	-	-	26.000.508	26.631.685	20.460.311	59.041	-	121.357	-	-	50.850.528	50.768.162	
Otros activos no financieros, corriente	10.766.653	2.104.085	2.909.678	4.163.710	15.508.149	12.892.720	9.272.519	7.825.842	22.807.982	31.126.566	-	-	61.264.981	58.112.923	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	317.283.266	204.574.890	55.648.584	54.585.788	35.732.810	30.862.099	53.822.823	56.083.837	35.628.118	28.784.409	248.342	278.427	498.363.943	375.169.450	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	113.265.863	116.673.985	28.400.438	28.288.101	23.607.823	33.710.120	7.818.044	13.527.398	8.711.102	16.361.453	(104.338.221)	(62.410.568)	77.105.049	146.150.489	
Inventarios corrientes	36.871.184	14.662.964	2.268.098	3.015.290	24.762	24.335	12.342.664	15.841.374	22.290.073	19.731.805	-	-	73.796.781	53.275.768	
Activos por impuestos corrientes, corriente	44.701.761	93.044.558	2.209.901	1.482.010	2.396.336	1.659.790	1.424.202	-	1.646.148	2.555.213	-	-	52.378.348	98.741.571	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	10.005.053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.005.053)	-	-	-	
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.509.737.795	4.010.150.837	376.359.459	328.620.769	465.167.544	466.450.794	1.787.224.362	1.712.544.281	918.279.644	858.879.591	(1.242.631.650)	(977.828.980)	6.814.137.154	6.398.817.292	
Otros activos financieros no corrientes	6.719.853	2.759.880	30.877	34.697	1	1	1.170.931	1.260.169	16.166	6.692	-	-	7.937.828	4.061.439	
Otros activos no financieros no corrientes	42.847	41.506	3.804.828	495.445	7.666.802	24.179.550	1.075.811	-	-	-	-	(407.692)	12.590.288	24.308.809	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	174.458.331	156.318.116	8.630.215	2.177.709	3.509.648	-	-	-	-	-	185.266.255	167.646.689	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	31.402.626	31.832.066	-	-	-	-	(31.402.626)	(31.832.066)	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.852.154.229	1.739.823.985	1.981.428	2.402.684	19.298.297	9.466.233	-	-	57.999.593	57.988.639	(1.322.024.225)	(1.030.609.532)	609.409.322	779.072.009	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.851.913	14.551.065	70.302	91.877	2.847.709	2.566.250	22.960.562	24.751.366	10.768.352	9.892.423	-	-	55.498.838	51.842.981	
Plusvalía	-	-	1.401.472	1.574.810	-	-	4.886.064	5.213.756	8.527.161	8.287.322	110.795.201	85.020.310	125.609.898	100.096.198	
Propiedades, planta y equipo	2.621.113.891	2.249.838.283	191.081.462	152.164.545	362.640.263	352.672.949	1.707.545.357	1.618.190.483	840.968.372	782.704.515	-	-	5.723.349.345	5.155.570.775	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	10.855.062	3.136.118	3.530.759	15.538.595	32.681.631	37.924.820	47.407.928	59.618.859	-	-	-	-	94.475.380	116.218.392	
TOTAL ACTIVOS	5.097.648.876	4.521.947.721	487.705.039	436.432.261	644.477.672	606.404.104	2.116.929.270	2.033.662.776	1.082.627.431	996.770.003	(1.356.726.582)	(1.039.961.121)	8.072.661.706	7.555.255.744	

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	674.505.169	668.592.085	180.031.592	318.877.246	209.741.472	154.314.125	500.427.459	229.570.428	111.916.694	121.172.689	(54.269.042)	12.105.477	1.622.353.344	1.504.632.050
Otros pasivos financieros corrientes	146.364.103	124.569.707	29.204.543	177.557.360	547.554	7.263.176	90.868.809	65.753.442	30.884.141	35.770.544	-	-	297.869.150	410.914.229
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	330.234.621	227.775.952	104.631.867	59.795.791	55.829.739	47.918.292	194.459.885	88.750.765	63.043.076	71.194.251	29.732.030	29.738.143	777.931.218	525.173.194
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	139.180.109	256.312.820	27.161.544	73.534.329	147.681.040	94.607.913	131.257.351	28.331.191	9.832.315	951.459	(84.001.072)	(17.632.666)	371.111.287	436.105.046
Otras provisiones corrientes	10.932.577	13.419.111	666.299	1.777.176	-	-	24.071.622	12.139.002	2.681.490	3.481.855	-	-	38.351.988	30.817.144
Pasivos por impuestos corrientes	31.480.257	31.752.583	6.836.964	1.330.433	2.213.037	2.048.620	55.331.792	32.330.315	761.199	6.174.192	-	-	96.623.249	73.636.143
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	16.313.502	14.761.912	11.530.375	4.882.157	3.470.102	2.476.124	4.438.000	2.265.713	4.714.473	3.600.388	-	-	40.466.452	27.986.294
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.060.892.738	771.344.735	154.168.284	104.952.969	8.446.341	26.968.554	893.041.284	864.631.943	322.944.470	304.848.189	(31.370.967)	(32.111.507)	2.398.122.150	2.040.534.883
Otros pasivos financieros no corrientes	778.135.168	574.924.357	44.052.205	12.954.207	2.421.880	19.711.499	862.784.448	828.381.968	183.792.705	164.199.904	-	-	1.871.196.406	1.600.171.935
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078	-	89.968	126.137	57.790	6	-	-	-	-	-	-	3.858.836	126.143
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	36.594.486	36.317.666	-	-	-	-	-	-	-	-	4.908.454	4.206.159
Otras provisiones no corrientes	25.161.118	17.426.844	-	5.389.574	5.571.273	6.795.372	465.509	738.840	3.661.187	3.223.572	(31.686.032)	(32.111.507)	34.859.087	33.574.202
Pasivo por impuestos diferidos	232.045.128	159.958.131	31.236.466	18.926.410	-	-	-	13.991.943	134.696.942	136.787.298	-	-	397.978.536	329.663.782
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.882.217	15.360.428	3.994.647	3.276.309	-	-	19.791.327	21.519.192	793.636	637.415	-	-	43.461.827	40.793.344
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.958.029	3.674.975	38.200.512	27.962.666	395.398	361.677	-	-	-	-	315.065	-	41.869.004	31.999.318
PATRIMONIO NETO	3.362.250.969	3.082.010.901	153.505.163	12.602.046	426.289.859	425.221.425	733.460.527	939.460.405	647.766.267	570.749.125	(1.271.086.573)	(1.019.955.091)	4.052.186.212	4.010.088.811
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.362.250.969	3.082.010.901	153.505.163	12.602.046	426.289.859	425.221.425	733.460.527	939.460.405	647.766.267	570.749.125	(1.271.086.573)	(1.019.955.091)	4.052.186.212	4.010.088.811
Capital emitido	2.066.342.520	1.863.803.648	108.474.430	75.661.025	115.185.419	111.945.652	167.029.702	165.215.801	227.902.984	210.366.777	(1.172.172.225)	(958.973.816)	1.512.762.830	1.468.019.087
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.401.123.725	1.446.722.329	(19.153.229)	(64.632.839)	159.510.944	171.051.337	110.289.985	543.834.488	170.891.294	132.210.716	349.976.414	(168.587.688)	2.172.639.133	2.060.598.343
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	590.505	501.725	-	-	206.599.062	206.510.282
Otras reservas	(311.223.833)	(434.523.633)	64.183.962	1.573.860	151.593.496	142.224.436	456.140.840	230.410.116	248.381.484	227.669.907	(448.890.762)	107.606.413	160.185.187	274.961.099
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.097.648.876	4.521.947.721	487.705.039	436.432.261	644.477.672	606.404.104	2.116.929.270	2.033.662.776	1.082.627.431	996.770.003	(1.356.726.582)	(1.039.961.121)	8.072.661.706	7.555.255.744

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	300.765.617	192.097.248	409.109.176	217.226.660	589.020.643	413.137.593	254.296.273	286.639.350	142.931.833	106.049.491	(13.369.202)	(3.541.399)	1.682.754.340	1.211.608.943	
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.716.593	22.774.490	5.646.882	8.696.329	67.580.309	65.636.627	133.186.201	116.480.956	60.751.331	41.802.393	-	-	274.881.316	255.290.795	
Otros activos financieros corrientes	470.266	309.009	-	-	6.971.011	16.895.101	17.605.547	72.924.655	-	3.941.104	-	-	25.046.824	94.069.869	
Otros activos no financieros, corriente	4.837.555	1.793.463	1.192.805	1.181.675	96.485.884	71.204.617	2.994.894	3.591.691	4.217.571	2.013.596	-	-	109.728.709	79.785.042	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	257.568.198	149.400.234	360.374.168	201.404.669	410.307.454	256.308.402	93.709.158	86.878.811	56.349.775	49.200.081	(70.326)	2.968	1.178.238.427	743.195.165	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	26.178.562	15.082.952	353.432	757.342	23.473	22.750	2.636.246	2.735.244	13.402.430	3.156.941	(13.298.876)	(3.544.367)	29.295.267	18.210.862	
Inventarios corrientes	3.542.452	2.516.897	39.669.296	5.186.645	717.960	2.495.125	4.164.227	4.027.993	8.173.453	5.445.164	-	-	56.267.388	19.671.824	
Activos por impuestos corrientes, corriente	451.991	220.203	1.872.593	-	6.934.552	674.971	-	-	37.273	490.212	-	-	9.296.409	1.385.386	
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 NO CORRIENTES	1.240.468.968	1.210.687.967	405.106.897	284.575.650	1.871.949.977	1.748.919.068	928.936.117	965.222.710	587.886.652	487.752.639	-	-	5.034.348.611	4.697.158.034	
Otros activos financieros no corrientes	30.619	22.728	42.005	61.181	496.441.092	452.494.316	6.687	7.143	-	-	-	-	496.520.403	452.585.368	
Otros activos no financieros no corrientes	188.157	319.503	427.860	480.779	58.185.573	58.799.681	2.568.364	-	-	-	-	-	61.369.954	59.599.963	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7.364.933	6.055.189	1.294.740	1.668.894	88.314.071	34.859.235	9.132.062	11.995.821	-	-	-	-	106.105.806	54.579.139	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	486.605	-	-	-	-	-	-	-	-	-	486.605	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	541.582.223	552.161.023	19.612	21.641	-	-	32.798.603	33.085.547	-	-	-	-	574.400.438	585.268.211	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14.613.951	13.175.169	2.463.635	2.644.331	1.055.986.162	1.052.932.113	17.651.975	18.832.051	6.385.114	3.788.645	-	-	1.097.100.837	1.091.372.309	
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	97.979.622	95.223.794	-	-	-	-	-	-	100.220.100	97.464.272	
Propiedades, planta y equipo	674.156.509	636.528.765	400.372.440	279.698.824	24.072.231	20.065.773	842.119.957	864.965.468	581.501.538	483.963.994	-	-	2.522.222.675	2.285.222.824	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	292.098	185.112	-	-	50.971.226	34.544.156	24.658.469	36.336.680	-	-	-	-	75.921.793	71.065.948	
TOTAL ACTIVOS	1.541.234.585	1.402.785.215	814.216.073	501.802.310	2.460.970.620	2.162.056.661	1.183.232.390	1.251.862.060	730.818.485	593.802.130	(13.369.202)	(3.541.399)	6.717.102.951	5.908.766.977	

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	244.981.388	228.651.495	739.412.769	446.887.893	382.669.070	310.263.199	337.839.518	289.883.566	165.061.350	119.780.608	(13.369.202)	(3.541.399)	1.856.594.893	1.391.925.362
Otros pasivos financieros corrientes	133	131.149	6.842.312	8.217.233	78.327.002	59.916.172	1.910.613	69.830.480	32.472.313	35.151.405	-	-	119.552.373	173.246.439
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	117.620.794	103.303.719	670.451.782	358.293.966	278.869.512	199.096.766	233.909.354	165.731.078	102.523.673	60.398.971	-	646	1.403.375.115	886.825.146
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	111.172.127	111.091.592	1.448.331	1.566.103	3.897.216	20.234.079	76.976.179	30.522.419	8.896.631	7.452.597	(13.369.202)	(3.542.045)	189.021.282	167.324.745
Otras provisiones corrientes	71.623	140.885	32.678.820	47.584.766	3.335.096	1.162.162	7.377.900	-	7.784.348	6.264.920	-	-	51.247.787	55.152.733
Pasivos por impuestos corrientes	4.501.006	4.812.663	-	6.815.999	1	12.480.104	9.415.281	15.772.119	2.556.173	269.035	-	-	16.472.461	40.149.920
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	11.615.705	9.171.487	27.991.524	24.409.826	18.240.243	17.373.916	8.250.191	8.027.470	10.828.212	10.243.680	-	-	76.925.875	69.226.379
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	72.612.722	43.735.684	137.796.785	26.488.657	930.337.149	772.314.235	358.873.770	345.076.634	271.208.226	213.494.034	-	-	1.770.828.652	1.401.109.244
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	6.309.078	625.423.679	492.050.733	299.710.462	269.389.169	228.481.670	163.077.749	-	-	1.153.615.811	930.826.729
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	120.497.550	-	35.029.135	22.937.735	-	-	-	-	-	-	155.526.685	22.937.735
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	2.808.816	6.556.806	8.468.074	8.257.705	147.154.456	129.252.556	3.635.352	9.949.344	241.630	214.112	-	-	162.308.328	154.230.523
Pasivo por impuestos diferidos	23.042.447	16.820.903	-	-	-	21.675.958	-	9.910.017	38.817.394	47.089.999	-	-	61.859.841	95.496.877
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.649.613	19.385.185	8.831.161	6.363.973	122.729.879	106.313.626	55.527.956	55.828.104	1.927.989	1.519.466	-	-	213.666.598	189.410.354
Otros pasivos no financieros no corrientes	22.111.846	972.790	-	5.557.901	-	83.627	-	-	1.739.543	1.592.708	-	-	23.851.389	8.207.026
PATRIMONIO NETO	1.223.640.475	1.130.398.036	(62.993.481)	28.425.760	1.147.964.401	1.079.479.227	486.519.102	616.901.860	294.548.909	260.527.488	-	-	3.089.679.406	3.115.732.371
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.223.640.475	1.130.398.036	(62.993.481)	28.425.760	1.147.964.401	1.079.479.227	486.519.102	616.901.860	294.548.909	260.527.488	-	-	3.089.679.406	3.115.732.371
Capital emitido	367.928.682	367.928.681	61.605.296	69.224.795	398.597.876	387.386.697	3.367.331	3.593.166	40.732.177	37.694.885	-	-	872.231.352	865.828.224
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.227.190.356	1.134.938.013	(127.076.910)	(43.583.682)	135.984.405	202.932.488	34.989.277	113.465.048	113.007.763	87.345.984	-	-	1.364.094.891	1.495.097.851
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	3.398.995	3.627.695	-	-	-	-	3.965.297	4.193.997
Otras reservas	(372.044.865)	(373.034.960)	2.478.143	2.784.647	613.382.120	489.160.042	444.763.499	496.215.951	140.808.969	135.486.619	-	-	829.387.866	750.612.299
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.541.234.585	1.402.785.215	814.216.073	501.802.310	2.460.970.620	2.162.056.661	1.183.232.390	1.251.862.060	730.818.485	593.802.130	(13.369.202)	(3.541.399)	6.717.102.951	5.908.766.977

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

36.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	dic-14	dic-13	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	16.050.998	M\$	73.177.119	73.830.430	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	5.901.285	M\$	3.033.750	3.147.660	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMESA	M\$	-	M\$	-	521.832	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	788.775	M\$	702.470	796.448	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Asociada	Prenda	Acciones	M\$	-	M\$	-	102.302.517	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	26.337.776	M\$	50.509.024	56.138.756	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	6.345.373	M\$	161.031.458	178.884.259	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	7.078.141	M\$	77.294.260	101.052.930	-	-	-	-	-	-
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos	M\$	-	M\$	-	25.461.857	-	-	-	-	-	-

Al 31 de diciembre de 2014 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 33.344.231.316 (M\$ 20.390.857.446 al 31 de diciembre de 2013).

36.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	dic-14	dic-13	2015	Activos	2016	Activos	2017
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	-	M\$	-	4.692.397	-	-	-	-	-

36.3 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.- En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaron en 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”), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960 (aprox. M\$ 792.946.989); y, 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, 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. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual 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 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

2.- En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, 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 fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de

Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 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 impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. En consecuencia, el proceso se encuentra en segunda instancia con fallo favorable a Ampla y existen recursos pendientes ante el Superior Tribunal de Justicia. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.096 millones (aprox. M\$ 250.359.280).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución.. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) -Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$57 millones (aprox. M\$ 13.020.510).

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a 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 relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de

primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla. al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M\$ 48.896) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$166 millones (aprox. M\$ 37.919.380)

5.- 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. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución de que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. La cuantía asciende a R\$142 millones (aprox. M\$ 32.437.060)

6.- Tras ganar, en definitiva, en 2010 el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla que la amparaba para no pagar COFINS (hasta 2001 en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que por tanto tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los períodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la

hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. Se espera nueva decisión de primera instancia judicial. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 161 millones (aprox. M\$ 36.777.230).

7.- En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla 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 habría incumplido 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 de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 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. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración ("Embargo de Declaración") presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). La cuantía asciende a R\$1.068 millones (aprox. M\$ 243.963.240).

8.- Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata

de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de Litigio año 2005: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2006, 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R\$ 103 millones (aprox. M\$ 23.528.290)

9.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro, a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA chileno) debería ser liquidado 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. Ampla no logró éxito en esa acción en ninguna de las fases del proceso, sin perjuicio de encontrarse pendiente de decisión en un recurso ante el STF (Tribunal de Brasilia que juzga temas constitucionales). 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, sobre la base de las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004 y 2005 (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 regularizando 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 el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Rio de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla presentó su defensa. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. La cuantía asciende a R\$269 millones (aprox. M\$ 61.447.670).

10.- En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$161.742.815 (aprox. M\$36.946.911). En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó “la ejecución anticipada de condena”, definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 4 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. En contra de esta sentencia la demandante interpuso embargos de declaración, los que fueron rechazados. Coperva presentó recurso de apelación, el cual está pendiente de resolverse. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15.6 millones (aprox.M\$ 3.563.508). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$87.843.275 (aprox. M\$ 20.066.039) . En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía de este proceso es de R\$101.127.109 (aprox. M\$ 23.100.466) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

11.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 26.878.667) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las 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. 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. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. Esta suspensión fue decretada por el plazo de un año.

12.- En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 118.966.495), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e 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 otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante ha recurrido esta sentencia. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

13.- A fines del año 2002 Endesa Fortaleza 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” para así poder acceder a la tasa del 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo una resolución incidental a su favor en la acción principal que le permitió importar los bienes en la aduana con la tasa del 0%, pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza ha obtenido resoluciones favorables en vía administrativa y del Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) (en la acción principal). En 2002 Endesa Fortaleza presentó acción judicial (incidental) que trata del incremento del tipo del impuesto de importación

aplicable al grupo electrógeno (de 0% para 14%). En esta acción CGTF también obtuvo éxito en la primera y segunda instancias. La Hacienda Pública ha vuelto a recurrir. Se obtuvo decisión judicial definitiva a favor de CGTF, lo cual permitirá la recuperación de depósito judicial de MM€ 27 (aprox. M\$ 20.347.991). En diciembre de 2014, CGTF recuperó el monto de MM€ 25,3 (MMR\$80 - aprox. M\$ 18.274.400) depositado en la acción judicial y aguarda recuperación del valor remanente de MM€ 1 (MMR\$3 – aprox. M\$ 685.290). Terminado favorable a Endesa Fortaleza.

14.- En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los períodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo). La segunda instancia administrativa confirmó la validez de las compensaciones de créditos resultantes del cambio de régimen de PIS/COFINS. La hacienda Pública todavía podrá presentar recurso especial a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$85 millones aprox. (Apróx. M\$ 19.416.550).

15.- Acta levantada por la administración tributaria por supuesto pago de dividendos en exceso a lo debido. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido en cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). La compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. La contingencia no está provisionada. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$212 millones (aprox. M\$ 48.427.160).

16.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano 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 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 aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 750.000.000. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas 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, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las

demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación.

17.- La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. E.S.P, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGESA. Emgesa S.A. E.S.P. ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Cuantía indeterminada.

18.- En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el Distrito). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M\$ 23.785.696.), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa. Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa. Actualmente se está a la espera de que el

Juzgado 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie sobre el acuerdo suscrito entre Codensa y la UAESP.

19.- Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socioeconómico realizado. En cuanto al estado procesal, se llevó a cabo audiencia de conciliación, que resultó fracasada. El tribunal decretó auto de pruebas, encontrándose actualmente el juicio en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 94 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 23.500.000).

20.- La Corte Constitucional de Colombia, en virtud de sus facultades para revisar expedientes de acciones de tutela ya fallados en primera y segunda instancia, seleccionó siete procesos de tutela relacionados al Proyecto El Quimbo, los cuales habían sido resueltos todos a favor de Emgesa, y en los cuales los demandantes pretendían compensación por parte del Proyecto, alegando pertenecer a gremios tales como pescadores artesanales, transportadores, paleros, maestros de obras, constructores y contratistas. Consecuencia de la revisión de estos expedientes, acumulados en un solo proceso, la Corte Constitucional dictó la sentencia T-135, notificada a Emgesa con fecha 11 de febrero de 2014, la cual parte de la base de que la forma cómo se elaboró el Censo en el Proyecto Quimbo habría violado el principio de la participación ciudadana previa. Si bien la Sentencia no ataca la validez de la Licencia Ambiental, ella amplía el ámbito de aplicación de la misma, haciéndola aplicable a un universo potencialmente mayor de afectados. Por todo lo anterior, la Corte revocó los fallos de tutela revisados, ordenando en su lugar la inclusión y el otorgamiento de los beneficios previstos en la Licencia Ambiental a los demandantes, y ordenó, como medida de protección a las personas que encuentren en similar situación a la de los demandantes, la realización de un nuevo censo que contemple los postulados previstos para tal efecto en esta sentencia, respetando especialmente el derecho a la participación efectiva de los habitantes de la zona. Contra la referida sentencia, Emgesa presentó el pasado 14 de febrero de 2014 una Petición de Aclaración ante la propia Corte Constitucional la cual, si bien supone acatar la Sentencia, solicita al tribunal se aclaren o delimiten los efectos de la misma, especialmente sus efectos económicos. Con fecha 6 de marzo de 2014 se presentó por Emgesa a la Corte un escrito por el cual se pone en conocimiento de ésta las actuaciones que está llevando a cabo la empresa para el cumplimiento del fallo, entre las cuales se encuentran: haber incluido a los siete accionantes favorecidos por la Corte Constitucional dentro del censo del Proyecto Quimbo, la realización de jornadas informativas y de entrevistas socioeconómicas por parte de Emgesa con estas personas, la conformación de un equipo multidisciplinario para el desarrollo de una

propuesta metodológica estructurada para el acatamiento del fallo de la Corte, y la presentación de un cronograma básico de las actividades a desarrollar por la empresa para el cumplimiento de los fines indicados. La Corte Constitucional se pronunció sobre la Petición de Aclaración solicitada por Emgesa, declarándola improcedente, por cuanto a su juicio, en la sentencia T-135 se encuentra fijado de manera clara el alcance de los derechos fundamentales tutelados. Igualmente, la Corte considera que, al tratarse de un proceso en el que se acumularon siete demandas de tutela, el competente para verificar el cumplimiento de la Sentencia es quien falló en primera instancia el primero de los procesos acumulados, esto es, la Sala Civil, Familia del Tribunal Superior del Distrito de Neiva. Este tribunal será el encargado de llevar a cabo las audiencias públicas solicitadas por Emgesa para verificar el cumplimiento del fallo. No quedan recursos pendientes. Este proceso es de cuantía indeterminada.

21.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió. Respecto del período 1999, el 2 de febrero de 2012, el TF (Tribunal Fiscal) resolvió el litigio del año 1999, a favor de la compañía por dos centrales y en contra respecto de cuatro, en base al argumento que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Edegel pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:

- i) Demanda ante el Poder Judicial contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).
- ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recálculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declarar improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma, el cual se encuentra pendiente de resolución. Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €. Además, la apelación de Edegel, se encuentra pendiente de resolución por el TF. Se espera que sea resuelto en 2014 – 2015. Las próximas actuaciones: Respecto de 1999, a la espera que el PJ resuelva el recurso de nulidad presentado. Y a la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada. Respecto de 2000 y 2001: Se rindió Informe oral al TF y se presentó los alegatos de cierre. En relación al Informe Oral, Edegel presentó nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la "parte que se perdería" de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede señalar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. El TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel pero aún no ha sido notificada. La Cuantía total

S./122.556.694 (aprox. M\$ 24.877.783), que se desglosa en Cuantía Activa S/59.819.819 (MM\$ 12.142.825) y Cuantía Pasiva: S/ 62.736.874 (aprox. M\$12.734.958).

22.- En el 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 un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo en favor de Endesa Chile, para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, 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 fundada en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado “Arrieta con Fisco y Otros” del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes.

23.- Durante el año 2010 se iniciaron tres procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región de Chile, 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. Respecto de este 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 rechazó la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de .2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de primera instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria correspondiente. Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2014, la Corte de Apelaciones de Concepción rechazó el recurso de apelación interpuesto por la demandante, y confirmó con ello la sentencia de primera instancia denegando la demanda. En su contra, la parte demandante interpuso recurso de casación en el fono para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolución. La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de M\$ 14.610.043. Cabe señalar que la totalidad del riesgo del monto demandado está cubierto por una póliza de seguro.

24.- 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, las pretensiones de los demandantes consisten en 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, sosteniendo 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. El juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra con el término probatorio vencido y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-2010), donde se 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 se encuentra terminado el período de discusión y el período ordinario de prueba, existiendo únicamente diligencias periciales pendientes. El día 26 de noviembre de 2014 el Tribunal, a falta de acuerdo entre las partes, designó perito, quien a la fecha no ha aceptado el cargo.

Con respecto a la causa Rol N°16025-2012 en el cual se impugna la resolución DGA 134, se declaró abandonado el procedimiento. En otro juicio, Rol N°17916-2010, igualmente se solicitó el abandono del procedimiento, sin embargo, esta solicitud fue denegada. En contra de dicha resolución, se interpuso recurso de apelación, recurso que fue acogido con fecha 10 de mayo de 2013, declarando abandonado el procedimiento. Resolución que ha quedado firme y ejecutoriada. Cuantía indeterminada.

25.- Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberaños del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la referida resolución, que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para discutir 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 período de discusión y dictado el auto de prueba, el que fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que ésta se haya logrado.

Posteriormente se realizaron peritajes hidráulicos y de tasación. También se notificó la resolución de la I. Corte de Apelaciones de Santiago que incorporó punto de prueba, rindiéndose prueba documental por parte de Endesa consistente en: (i) Informe en derecho elaborado por don Cristián Maturana, (ii) Informe en

derecho elaborado por don Luis Simón Figueroa, (iii) Informe de ingeniería elaborado por don Guillermo Cabrera, (iv) actualización de informe de transacción de predios de la zona elaborado por don Armando Illanes; Finalmente se acompañaron otros documentos relativos al EIA y se rindió prueba testimonial tanto por parte de Endesa como de los demandantes. A la fecha se encuentra finalizado el término probatorio ordinario y especial.

26.- 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 Construcáo e Administracáo de Projetos Ltda., Slovenske Energeticke Strojarné 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 de octubre de 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, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 57.029.982 y Credit Agricole por USD 18.940.295., equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$11.492.024 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 Chile 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 4 de enero de 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 reconvenzionalmente a Endesa Chile por un importe de aprox. USDMM1.294, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 785.134.500, en el caso de Tecnimont, y USDMM15, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 9.101.250 en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las demandas reconvenzionales 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 consolidó con el procedimiento arbitral precedentemente descrito.

Con fecha 21 de junio de 2013, a solicitud del Tribunal arbitral, las partes presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultáneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 2 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Con fecha 2 de diciembre de 2013 las partes intercambiaron memoriales de demanda. Por su parte, Endesa Chile solicitó mediante este Memorial de Demanda que el tribunal arbitral declare el incumplimiento contractual de las demandadas, imputable a dolo o negligencia grave de su parte o, en subsidio, a culpa grave, y se reconozca el término del contrato por la causal de "Incumplimiento del Contratista". Fundado en lo anterior, solicita se declare ajustada a derecho la presentación a cobro de las boletas bancarias de garantía realizada por Endesa Chile y pide la condena de las demandadas a multas y perjuicios, los cuales en total ascienden a USD 373.269.376, equivalentes a aprox. M\$226.481.193.

Las partes presentaron documentos, los que fueron objetados. A instancias del Tribunal Arbitral, las partes solucionaron las objeciones planteadas reemplazando los documentos o efectuando las complementaciones de ser necesario. Con fecha 2 de mayo de 2014 ambas partes presentaron sus memoriales de contestación. El tribunal arbitral ordena prorrogar todo el calendario procesal, fijándose la presentación de los memoriales de réplica para el día 15 de enero de 2015 (ver nota 41).

27.- Con fecha 22 de agosto de 2013, las empresas Endesa Chile, Pehuenche y San Isidro interpusieron ante la Corte de Apelaciones de Santiago reclamo de ilegalidad eléctrico en contra de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por la dictación del oficio ORD N° 7230, de fecha 7 de agosto de 2013, que invocando sus facultades interpretativas y de fiscalización dictaminó que los excesos de consumo por sobre el suministro contratado en que incurran las empresas distribuidoras, respecto de las generadoras que se obligaron mediante licitación a efectuar el suministro, deben ser cubiertos con los excedentes licitados de las demás empresas generadoras para con sus distribuidoras, para cuyo efecto las distribuidoras excedentarias pueden ceder sus excedentes a las distribuidoras deficitarias, con prescindencia de la voluntad del generador respectivo, lo que es contrario a Derecho y excede las facultades y atribuciones de la SEC, dando origen con ello a una resolución ilegal.

En cuanto al estado procesal, en los 3 reclamos de ilegalidad se solicitó una Orden de No Innovar, la que fue denegada en los reclamos de San Isidro y Pehuenche y otorgada en cambio en el reclamo de Endesa Chile. Con ello, se suspenden los efectos agraviantes del ORD SEC impugnado. Finalmente, se resolvió ordenar la vista una en pos de la otra, por lo que los efectos de la Orden de No Innovar se comunican a todas las compañías. Posteriormente con fecha 10 de abril de 2014 se dictó sentencia que rechaza el reclamo eléctrico interpuesto, por considerar que éste había sido interpuesto fuera del plazo legal. En contra de dicha resolución se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la que con fecha 08 de julio de 2014, acoge el recurso interpuesto y establece que el reclamo eléctrico se interpuso dentro de plazo ordenando acto seguido a la ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago pronunciarse sobre el fondo del reclamo. A la fecha, pendiente de resolverse por la Corte de Apelaciones.

28.- En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, alegando a una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el “Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina”. Las alegadas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, el inoperativo Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile. presentó un programa de cumplimiento, el cual no fue aprobado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevas infracciones a los cargos ya formulados. Endesa Chile ha presentado su defensa en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8640,4 UTA. En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

Por otro lado, en diciembre de 2013, sindicatos de pescadores y de recolectoras de algas y actividades conexas de Coronel, entre otros, interpusieron dos recursos de protección (acciones constitucionales) en contra de Endesa Chile ante la Corte de Apelaciones de Concepción. El primero de ellos se fundamenta en que Endesa Chile estaría operando la Unidad II de la Central Térmica Bocamina sin contar con las apropiadas autorizaciones ambientales, y el segundo, en que Endesa Chile no tendría operativa la Planta desulfurizadora para el funcionamiento de la Unidad I de la Central Bocamina. En el primero de estos recursos se obtuvo por los demandantes una Orden de No Innovar, la cual ordena detener el funcionamiento de la Unidad Generadora II de la Central Termoeléctrica Bocamina. Endesa Chile, por su parte, solicitó el alzamiento de esta Orden de No Innovar, petición que fue rechazada por la Corte. Asimismo, presentó su contestación en ambos recursos, aportando los antecedentes para su rechazo. Con fecha 29 de mayo de 2014 se dictó fallo que acoge el recurso de protección interpuesto, e impone a Endesa una serie de exigencias tendientes a evitar que el funcionamiento de la Central Bocamina genere daños ambientales. En su contra, se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema chilena, la que con fecha seis de noviembre de 2014, dicta un fallo que si bien confirma la decisión apelada, esto es, confirma la resolución que acogió los recursos de protección, contiene ciertas declaraciones que son favorables a la compañía. En definitiva, reconoce que la central Bocamina II cuenta con una Resolución de Calificación Ambiental (RCA), y los cambios introducidos a ella, deben ser aprobados por medio de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA)

29.- Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones recíprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$72.275.000, equivalentes a aprox. M\$43.852.856 por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

En cuanto al estado procesal, la demanda fue notificada con fecha 3 de julio de 2014. Con fecha 8 de agosto de 2014 Collahuasi contestó la demanda de Celta, e interpuso demanda reconvenional en su contra. En ella, Collahuasi solicita al Tribunal declarar que Celta ha infringido la prohibición de invocar como precedente lo acordado en las modificaciones a los contratos de suministro de 2009, reservándose el derecho de discutir y probar el monto de los perjuicios. Con fecha 26 de agosto de 2014 Celta presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvenional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su réplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su réplica a la demanda reconvenional. Adicionalmente el Juez Árbitro formuló un cuestionario con preguntas a cada parte por separado y también con preguntas comunes.

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario.

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.

36.4 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 y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 y Enersis en abril de 2013, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor no haciendo referencia a sus filiales, es decir Enersis o Endesa Chile, respectivamente. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas 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 incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de períodos de gracia. Desde su suscripción, estas líneas de crédito no han sido desembolsadas, y su vencimiento es febrero de 2016 y abril de 2016, respectivamente. La línea de crédito internacional de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en julio 2014 y que expira en julio de 2019, tampoco 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 esta línea de crédito 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 o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

En los bonos de Enersis y Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis ni de Endesa Chile. Los Yankee Bonds de Enersis vencen en 2016 y 2026 mientras que los Yankee Bonds de Endesa Chile vencen en 2015, 2027, 2024, 2037 y 2097. Para el caso específico del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Los bonos de Enersis y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados en el caso de Enersis y los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas en el caso de Endesa Chile. 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 mantiene el Grupo Enersis 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 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 \$ 616.047 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 diciembre de 2014, el Patrimonio de Enersis fue de \$ 8.279.219 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 diciembre de 2014, la Razón de Endeudamiento fue de 0,92.
- 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 diciembre de 2014, la relación mencionada fue de 1,81.

Cabe señalar, que la línea de crédito local, no desembolsada, 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.

Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Enersis era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales que vencen en abril de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en 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 y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 761.661 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 diciembre de 2014, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.700. 280 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 período de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2014, la relación mencionada fue de 9,72.

- 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, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis; 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, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis. Al 31 de diciembre de 2014, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 330,29 millones, indicando que Enersis es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

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 diciembre de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen 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 diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a la línea de crédito bajo ley chilena que vence en febrero de 2016.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017.

Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente al contrato de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en julio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 3era 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 diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 6ª, 7ª y 8ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en julio de 2019. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el Banco Nacional do Desenvolvimento, con vencimiento en junio de 2020. Al 31 de diciembre de 2014, el covenant más restrictivo era la Razón Deuda/EBITDA.

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 febrero de 2016. 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 diciembre de 2014, el covenant Cobertura de Intereses (EBITDA/Gastos financieros) se encontraba en incumplimiento, correspondiente al préstamo con Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú, que vence en febrero de 2016. La compañía está gestionando con los acreedores el respectivo waiver. Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis.

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 diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013, ni Enersis 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 excepción de nuestras filiales argentinas de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de 2014, como se menciona más arriba, y Endesa Costanera al cierre de 2013.

Endesa Costanera no había efectuado los pagos de las cuotas semestrales por un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation desde marzo de 2012, por un total de US\$ 107,1 millones, incluyendo capital e intereses. Después de un largo período de negociaciones, el 27 de octubre de 2014 se firmó acuerdo de reestructuración de esta deuda. Entre las principales condiciones de la reestructuración destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30/09/14 por US\$ 66 millones; la

reprogramación de los vencimientos del capital de US\$ 120,6 millones por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniendo la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos. La condición precedente para la efectividad del acuerdo firmado era que Endesa Costanera S.A. efectúe un pago de US\$ 5.000.000 de la deuda vencida, dentro de los 15 días hábiles siguientes a la firma del acuerdo, el cual fue realizado el día 14 de noviembre de 2014.

Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis.

36.5 Otras informaciones.

Endesa Costanera S.A.

-El 26 de marzo de 2013 se publicó la Res.95/13 de la Secretaría de Energía que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y en otros aspectos que hacen al funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. El 23 de mayo de 2014 se publicó la Res.529/14 de la Secretaría de Energía la que, entre otros aspectos, actualizó el régimen de remuneración de los generadores, reemplazando a tal efecto, los Anexos I, II, III de la Res.95/13 e incorporó un nuevo esquema de Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes que se determina mensualmente y su cálculo es en función de la energía total generada. Dichos montos tendrán como destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la SE. No obstante, nuestra filial argentina Endesa Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo que compromete a futuro la capacidad de seguir operando como empresa en funcionamiento y la recuperabilidad de los activos. 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 día 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica el “ACUERDO PARA LA GESTIÓN Y OPERACIÓN DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACIÓN DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011” (en adelante el “Acuerdo”). Posteriormente, el 10 de marzo de 2011 la Secretaría de Energía mediante nota S.E. N° 1593/11, comunicó su aprobación al proyecto de generación presentado por SADESA, DUKE y las empresas de generación en las que participa el Grupo ENEL (Hidroeléctrica El Chocón, Endesa Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A.) (en conjunto “las Generadoras”), en el marco del Acuerdo mencionado.

En ese sentido, las Generadoras se han comprometido a aplicar las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir (“LVFVD”) generadas durante el período comprendido entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 para la construcción de un nuevo ciclo combinado de 800 MW “Central Vuelta de Obligado” a ser instalado en la Provincia de Santa Fe. Dicho aporte será devuelto una vez adicionada la tasa de interés estipulada en la Resolución S.E. N° 406/03 y convertido a moneda estadounidense a la fecha de la firma del Acuerdo, en 120 cuotas mensuales iguales y consecutivas, a partir de la habilitación

comercial del ciclo combinado, con más un rendimiento anual equivalente al obtenido de aplicar una tasa LIBOR 30 días + 5%.

Durante el mes de diciembre de 2014, se produjo la operación inicial de la central a ciclo abierto con dos TG de 270 MW cada una, previéndose el cierre como Ciclo Combinado de alta eficiencia durante el transcurso de 2015.

Las LVFVD aplicadas al proyecto por las Generadoras serán registradas en moneda estadounidense cuando se considere que los hechos y circunstancias que permitan su reconocimiento estén asegurados con certeza. Los efectos de esta dolarización, de concretarse, quedaran reflejados en los próximos estados financieros anuales y originarían una ganancia de aproximadamente 109.507 millones de \$ chilenos entre las empresas de generación en las que participa el Grupo ENEL (Hidroeléctrica El Chocón, Endesa Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A.).

Edesur S.A.

- 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" (Ing. Luis Miguel Barletta) 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.

En especial estos actos se refieren a las vinculadas a las previsiones legales y contables sobre afectación de fondos suficientes para atender al pago de la totalidad de las obligaciones comprometidas y las necesarias para que adecue su accionar al cumplimiento de la obligación que le impone su contrato de concesión. La Veeduría fue prorrogada mediante Resolución ENRE 246/2012, 337/2012 y 34/2013, la Disposición ENRE N° 25/2013, la Resolución 243/2013, la Disposición ENRE N° 2/2014 y 36/14, la Resolución N° 31/14.

Asimismo, mediante la Disposición ENRE N° 244/14 de fecha 3 de septiembre de 2014, se designó en sustitución del Ing. Ricardo Alejandro Martínez Leone, a Rubén E. Segura por un plazo de 90 días hábiles prorrogables, a fin que el mismo continúe con la fiscalización y control de 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 S.A.

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.

- Continuando con el procedimiento establecido por la Resolución SE N° 250/2013, con fecha 24 de junio de 2014 la SE emitió su Nota N° 4.012/2014 que, aprueba los valores correspondientes al Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el mes de marzo de 2014. Posteriormente con fecha de 9 octubre 2014, mediante Nota SE N° 486/2014, se aprueban los valores correspondientes al MMC hasta agosto 2014 y con fecha 18 de diciembre 2014, mediante Nota SE N°1.136/2014 se aprueban los valores correspondientes a MMC hasta diciembre 2014. Por estas notas se reconocieron, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, otros ingresos operativos por 144.485 millones de \$ chilenos, que generaron un crédito que se compensó parcialmente contra el pasivo registrado por los excedentes PUREE retenidos por Edesur, por 41.005 millones \$ chilenos. Esto implicó, asimismo, reconocer los intereses correspondientes a ambos conceptos, que en el neto resultó en una ganancia a favor de Edesur de 23.849 millones \$ chilenos.

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros, el saldo del crédito generado por la mencionada Resolución SE N° 250/2013 y por las Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 asciende a 253.484 millones \$ chilenos y se expone en los “Otros activos” del activo corriente.

En relación con las LVFVD pendientes de emisión y su cancelación mediante entrega en parte de pago de la deuda mantenida por la Sociedad con CAMMESA, según lo previsto en la Resolución SE N° 250/2013, las Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 Edesur rechazó notas de débito emitidas por CAMMESA por un total de 28.403 millones \$ chilenos en concepto de intereses por mora. Motiva este rechazo el hecho que la Resolución SE N° 250/2013 impuso un régimen especial para el pago de las compras de energía adeudadas a la fecha de tal resolución, habiéndose allí impartido a CAMMESA las instrucciones y autorizaciones pertinentes, procedimiento extendido luego mediante Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 en tanto Edesur presentó los desistimientos indicados en la Resolución SE N° 250/2013. La falta de emisión de las LVFVD es ajena a la competencia de la Sociedad y por lo tanto no es de su responsabilidad. Consecuentemente, Edesur considera canceladas en tiempo y forma tales obligaciones y no registra intereses por esta deuda.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

- Con fecha 9 de Julio de 2014 el Comité de Ministros mediante: (i) Res. Ex N°569 resolvió el proceso de invalidación y (ii) Res. Ex. N°570 resolvió los recursos de reclamación presentados por las personas naturales, las organizaciones ciudadanas y el proponente del Proyecto Hidroeléctrico Aysén, en contra de la resolución exenta N°225/2011 de la Comisión de Evaluación de la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo (RCA del proyecto).

Dichas acuerdos y resoluciones fueron notificadas a Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. con fecha 14 de Julio de 2014. Dado que son reclamables dentro del plazo de 30 días contados desde su notificación ante el Tribunal Ambiental, Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. se encuentra evaluando y analizando las diferentes acciones y alternativas legales a seguir.

Por otra parte, al 31 de diciembre de 2014, continúa pendiente la resolución que debe tomar la Dirección General de Aguas respecto a la solicitud de derechos de agua solicitados por Hidroaysén. (ver nota 41)

37. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, era la siguiente:

País	31-12-2014				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	101	2.113	310	2.524	2.503
Argentina	29	3.335	1.109	4.473	4.223
Brasil	28	2.395	272	2.695	2.648
Perú	18	792	141	951	944
Colombia	34	1.568	30	1.632	1.613
Total	210	10.203	1.862	12.275	11.931

País	31-12-2013				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	100	2.008	304	2.412	2.404
Argentina	39	2.860	1.054	3.953	3.688
Brasil	32	2.385	255	2.672	2.692
Perú	19	769	150	938	937
Colombia	26	1.542	31	1.599	1.580
Total	216	9.564	1.794	11.574	11.301

38. SANCIONES.

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

a) Filiales

1.- Endesa Chile

- Renta del AT 2011: La multa corresponde a un Giro emitido por el Servicio de Impuestos Internos (SII) producto de una fiscalización al correcto uso del crédito por impuestos pagados en el exterior por rentas de fuente extranjera, en la cual se detectó diferencias en la determinación de la renta neta de fuente extranjera y por tanto, correspondía un menor monto de crédito a utilizar por tales rentas extranjeras en relación con lo declarado en su oportunidad en la Declaración Anual de Impuestos AT 2011. Multa de Ch\$ \$82.923.124. **Terminada y pagada** (mayo 2014).
- 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 1.380 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual), equivalentes a M\$ 683.315. 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 ante la Corte Suprema, la que con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto, y confirmó la sanción aplicada, rebajando su cuantía a 1.246 U.T.A., equivalentes a M\$ 616.964. **Terminada y pagada.**
- 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. **Terminada y pagada.**
- 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 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual). 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. Posteriormente, se interpuso recurso de reclamación eléctrica ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recurso Rol 2262-2013. La Corte de Apelaciones, al conocer el reclamo interpuesto, confirmó la multa impuesta por la SEC, pero rebajó su cuantía de 1200 UTA, a 400 UTA. En contra de dicha

resolución, Endesa presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, respecto del cual dicha Corte procedió a confirmar el fallo apelado, dejando vigente la multa por 400 UTA (aprox. M\$ 203.059).

Terminada y pagada.

- En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta.

Terminada y pagada.

- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada una, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básica en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.592
- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

Endesa presentó dentro de plazo, un programa de cumplimiento, el que fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la SMA reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados (Incumplimiento de la RCA N° 206/2007, considerada como infracción grave y, no cumplir con el requerimiento de información efectuado en Ord. UIPS N° 603, que formula cargos, considerada como infracción grave.

Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA (aprox. M\$ 4.478.976). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

- Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M \$2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante.

Terminada y pagada

- Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de

Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar.
Multa pagada en el tribunal competente.

Terminada y pagada.

- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.599) a Endesa, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos.

Terminada y pagada

- En el mes de julio de 2014 la Dirección del Trabajo de Coronel multó a Endesa por una serie de infracciones a la legislación laboral relativa a funcionarios que prestan servicios en dependencias de la Central Bocamina. Las infracciones sancionadas son: i) Exceder el máximo de 2 horas extraordinarias por día; ii) no otorgar descanso los días domingos; iii) llevar incorrectamente el registro de asistencias; iv) exceder el máximo de 10 horas de jornada de trabajo. La multa impuesta por cada una de las infracciones detectadas alcanzó la suma total de \$10.122.720, suma que la compañía pagó íntegramente.

Terminada y pagada.

2.- Pehuenche

- 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 602 U.T.A, equivalentes a M\$ 298.084. 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 ante la Corte Suprema, la cual con fecha 20 de noviembre de 2013 rechazó el recurso interpuesto y confirmó la multa aplicada, rebajando su cuantía a 421 U.T.A., equivalentes a M\$ 208.461.

Terminada y pagada.

- Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54 de la Ley 18.046, "sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria, balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad", resolviendo lo siguiente:

Aplíquese a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General señor Lucio Castro Márquez, la sanción de Multa ascendente a U.F. 150, cada uno, por infracción a lo dispuesto en los artículos N°54 de la Ley N°18.046 y al artículo N°61 del Reglamento de Sociedades Anónimas vigente a la época de los hechos sancionados.

La sanción se aplicó como consecuencia de una denuncia efectuada por Inversiones Tricahue S.A. en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., basada en el hecho que el día 24 de abril de 2012, se constituyó el Gerente de la denunciante en las oficinas de Pehuenche, para examinar los libros de actas del directorio de la sociedad, y manifiesta que le impusieron como condición previa firmar una carta de confidencialidad e indemnidad a favor de Pehuenche, lo que estima ilegal y arbitrario.

Con fecha 24 de agosto de 2012, la denunciante Inversiones Tricahue S.A., había retirado la denuncia formulada en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

A su vez, la Compañía y su Gerente General, respectivamente, ejercieron la acción del artículo N°30, del Decreto Ley N°3.538, en forma y plazo, reclamando ante la Justicia Ordinaria en contra de la resolución de la SVS, para obtener su revocación.

Finalmente, con fecha 20 de mayo de 2014, el Tribunal conociendo del reclamo interpuesto, dictó sentencia que revoca la sanción aplicada, por carecer ésta de fundamentos.

Terminada.

3.- Chilectra S.A.

- Por la renta del AT 2012 (año comercial 2011): la multa corresponde giro emitido por SII producto de fiscalización a Renta AT 2012, en la cual se detectó diferencias en la determinación de Renta Líquida Imponible, específicamente en el monto rebajado como pérdida de arrastre, ya que dicha partida se modificó como consecuencia de fiscalizaciones a dicha partida correspondiente a años anteriores y se rebajó respecto a la declarada en su oportunidad. Multa de \$114.291.807. **Terminada y pagada** (junio 2014).
- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por un monto de M\$ 1.050.663.
- Durante el ejercicio 2013, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 7 multas por un monto de M\$ 227.507.
- Durante el ejercicio 2014, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 8 multas por un monto de M\$ 459.453.

4.- Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2013 y terminado el 30 de junio de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de \$ 23.640.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.677.414). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de \$ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.005.943) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 108.989). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2013 y terminado el 31 de diciembre de 2013 Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M\$ 196.268) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 352.889). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de enero y finalizado el 30 de junio de 2014, Edesur S.A. fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 13 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 10.685.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 758.171) y con 20 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 26.975.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.914.055), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por \$ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 27.602.123).
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2014 y finalizado el 30 de septiembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 114.627 pesos argentinos (aprox. M\$ 8.134) y con 12 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 13.112.132 pesos argentinos (aprox. M\$ 930.392).
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2014 y finalizado el 31 de diciembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 4 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 35.914.427 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.548.366) , y con 11 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 19.853.878 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.408.764).

5.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón (HECSA) fue 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\$ 3.069 pesos argentinos (aprox. M\$ 217.766). 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\$ 43 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.051) por incumplimiento del deber de informar. Con

fecha 11 de junio de 2014 se pagaron \$ 58,91 pesos argentinos (aprox. M\$ 4) por concepto de intereses punitivos por esta sanción.

- Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.419). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- En otro orden, para el período que comenzó el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 11 pesos argentinos (aprox. M\$ 781). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Finalmente, para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso dos sanciones por un monto de M\$ 3 pesos argentinos (aprox. M\$ 213).

6.- Endesa Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 47.949 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.402.299). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.619). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 40 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.843). La misma se abonó con fecha 30 de junio de 2014.
- Finalmente durante el período comprendido entre el 1° de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 102 pesos argentinos (aprox. M\$ 7.238). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.

7.- Central Dock Sud S.A.

- Durante el año 2013, Central Dock Sud S.A. (CDS) fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en su condición de generador del Mercado Eléctrico Mayorista en la suma de \$ 794,11 pesos argentinos (aprox. M\$ 56), por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), en el período comprendido entre enero y junio de 2012.
- El 30 de julio de 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 3.202,66 pesos argentinos (aprox. M\$ 227), que fue debidamente cancelada, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) en el período comprendido entre los meses de enero y junio de 2013.
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2014 y terminado el 30 de junio de 2014, el ENRE impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 5.516,57 pesos argentinos (aprox. M\$ 392) que fueron abonados, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), por el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012.

8.- Yacylec S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso una sanción por salida de línea de transmisión operada por Yacylec S.A. por \$ 584 pesos argentinos (aprox. M\$ 41) la cual fue trasladada al transportista independiente Yacylec S.A. por el concesionario de transporte en alta tensión, Transener S.A. y abonada. Durante 2013 otras sanciones por salida de líneas de transmisión por \$ 7.843 pesos argentinos (aprox. M\$ 557) y por salida de reactores por \$ 225.297 pesos argentinos (aprox. M\$ 15.986) han sido dispuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad respecto de instalaciones de Yacylec S.A., pero aún no fueron trasladadas por Transener S.A. para su cobro.

- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por salida de líneas de transmisión operadas por Yacylec S.A. por \$ 5.601 pesos argentinos (aprox. M\$ 397) y por salida de reactores operados por Yacylec S.A. por \$ 9.871 pesos argentinos (aprox. M\$ 700), las cuales aún no fueron trasladadas por Transener S.A. para su cobro.

9.- Ampla Energía S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 2.863 reales (aprox. M\$ 653.989). Durante 2011 fue sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 7.079 de reales (aprox. M\$ 1.617.041). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla fue sancionada con una multa por la Secretaria de Receita Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 7.478 reales (aprox. M\$ 1.708.183). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 6.809.591). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales (aprox. M\$ 36.037). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 812.697), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 530.159).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales* (aprox. M\$ 27.457). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales (aprox. M\$ 16.641). (*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 17.457).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 5.535). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 4.760), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad técnica, por un monto de € 6.759.518 (aprox. M\$ 4.983.770). En contra las sanciones han sido presentados recursos administrativos, un rechazado y otro pendiente de juzgamiento. Ampla ha pagado la cuantía de € 1.202.986 (aprox. M\$ 886.957). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 6.907.545), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 622.181). Existen pendientes de análisis 2 recursos presentados por Ampla en contra sanciones de 2013.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263* (aprox. M\$59.177). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 por sanciones. En 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales por los mismos asuntos del año de 2014 por € 35.940* (aprox. M\$ 26.498). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 19.826 (aprox. M\$14.617).

(*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

- En 2014, Ampla ha sido sancionada con 14 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un monto de € 665.565 (aprox. M\$ 490.718), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.443). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.615), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 61,74 (aprox. M\$ 46), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado.

10.- Coelce

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 2 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas por un monto de M\$ 689 reales (aprox. M\$ 157.387).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 7.966.942). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales (aprox. M\$ 90.257). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 12.291.781), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 177.529) y aún no tenemos decisión final en 16 de ellas.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En el año 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 4.988). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 3.990). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 3.251), los cuales hemos pagado.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales (aprox. M\$ 2.433). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.702.775 (aprox. M\$ 6.416.527). Coelce ha pagado € 16.319 por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 10.938.249 (aprox. M\$ 8.064.734). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M\$1.045.900).
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 24.743 (aprox. M\$18.242), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.220 (aprox. M\$ 5.323). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, pero todos han sido rechazados y Coelce ha pagado las multas.

- En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en razón de accidentes ocurridos con empleados. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. COELCE ha pagado la cuantía de € 3.206 (aprox. M\$2.363) por las sanciones del año de 2013.

11.-Cien

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 7.340). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no fue sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.100 (aprox. M\$ 7.446). CIEN interpuso recurso que fue aceptado, la multa fue anulada por el órgano juzgador.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. \$ 45.521) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).

12.- Edelnor S.A.A.

- Durante el 2012, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por la Administración Tributaria peruana (SUNAT) vinculadas a la determinación del Impuesto a la Renta de los años 2007 y 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.19.748.961 (aprox. M\$ 4.008.927). Los recursos de apelación presentados, se encuentran pendientes de resolución por el Tribunal Fiscal.
- Para el ejercicio 2012, OSINERGMIN le impuso 19 sanciones a Edelnor S.A.A. por incumplimiento a las normas de calidad técnica y comercial por un monto ascendente a S/.463.645,77 (aprox. M\$ 94.117) y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (aprox. M\$ 145.546).
- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/.1.861,63 (aprox. M\$ 340) a SUNAT por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.
- Durante el ejercicio del año 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintitrés (23) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/.2.544.177,91 (aprox. M\$ 516.453).
- En octubre de 2013, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2009. En etapa de reclamación, se obtuvo resultado favorable de manera parcial, por lo que el monto mantenido por SUNAT por este concepto, actualizado al 08 de septiembre de 2014, es de S/.4.150.479 (aprox. M\$ 859.976), fecha en la que Edelnor S.A.A. efectuó el pago de las mismas aplicando un régimen de rebaja. Sin perjuicio de ello, Edelnor S.A.A. interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- Durante el ejercicio 2014, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintidós (22) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 2.015.383. (aprox. M\$ 409.111).
- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Hualar vinculada con una supuesta omisión en la determinación del Impuesto Predial de los años 2010 a 2014 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.48.831 (aprox. M\$ 9.912). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución.

13.- Edegel S.A.A.

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2006, por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.10.162.561 (aprox. M\$ 2.062.942). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, SUNAT ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38.433.190,24 (aprox. M\$ 7.597.565) por concepto de tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el Impuesto a la Renta del año 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. pagó el importe requerido por SUNAT y presentó una demanda contencioso-administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución.
- 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 (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) (aprox. M\$ 3.704) 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.
- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una de las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.391) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 40.789) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 8.261) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$ 19.404) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008.

Edegel S.A.A. no ha impugnado las sanciones (i) y (iv), y, con fecha 2 de mayo de 2013, procedió a pagarlas conforme a los beneficios de pronto pago. Sin embargo, mediante recurso de apelación, Edegel S.A.A. ha impugnado los numerales (ii) y (iii). Frente a ello, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería de OSINERGMIN, mediante su Resolución N° 107-2014-OS/TASTEM-S1 notificada a Edegel S.A.A. con fecha 15 de abril de 2014, resolvió declarar nula la Resolución de Gerencia General que impuso la multa, debido a que no era competente para hacerlo, siendo el órgano competente la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

En ese sentido, con fecha 1 de septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN N° 1380-2014, por la cual se resolvió sancionar a Edegel S.A.A. con las mismas multas contenidas en la Resolución de Gerencia General. Ante ello, Edegel S.A.A. ha vuelto a presentar la impugnación, dejando constancia de que las sanciones (i) y (iv) ya fueron canceladas.

- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 9.384.971 (aprox. M\$ 1.905.095). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 "Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual" ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 97.661) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 90) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 67).
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 805) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de

Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 603).

- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuanca mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC, se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.510) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 1.695.331 (aprox. M\$ 344.142). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 13.515,23 (aprox. M\$ 2.743). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014.
- En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del 'Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica'.
- En junio de 2014, Edegel S.A.A., a propósito de la fiscalización del Impuesto a la Renta del año 2009, procedió con regularizar una omisión en la determinación del referido impuesto y, pagó por concepto de multa asociada el importe de S/.2.070 (aprox. M\$ 409).
- En septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por SUNAT vinculada con la determinación del Impuesto a la Renta anual del ejercicio 2009 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2014 de S/.315.230 (aprox. M\$ 65.315). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.

14.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En octubre de 2011, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 32.786 (aprox. M\$ 6.655). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En septiembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con multas referidas a la determinación del Impuesto a la Renta de Sujetos No Domiciliados del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 264.732 (aprox. M\$ 53.739). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- 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 (aprox. M\$ 2.598) (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/. 7.005 (aprox. M\$ 1.385) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.
- En agosto 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 15.873 (aprox. M\$ 2.877) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"): (i) haber transgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la

NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber trasgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.

- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual “Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)” ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 140.370) por el atraso incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.
- En septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. toma conocimiento de la Resolución N° 1 emitida por el Ejecutor Coactivo OSINERGMIN aplicando una de penalidad por no mantener la existencia media del producto GLP durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de año 2004 ascendente al monto de 42.17 UIT equivalente a S/. 156.029 (aprox. M\$ 31.673). El 21 de octubre el Ejecutor Coactivo suspendió el procedimiento de Ejecución Coactiva respecto a la cobranza de la multa impuesta.
- El 24 de septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 3.700 (aprox. M\$ 731) (1 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) porque el EDAGSF no fue declarado en el Sistema Extranet a través del formato F08 incumplimiento del Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga de Generación. La multa fue pagada y reducida en un 25% - S/. 2.775 (aprox. M\$ 549) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En noviembre de 2014, Banco de Crédito del Perú S.A., con quien Empresa Eléctrica de Piura S.A. suscribió un contrato de leasing referido al Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Malacas – TG5, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 13.849,761 (aprox. M\$ 2.811). Banco de Crédito del Perú S.A. presentó la impugnación respectiva en diciembre de 2014.

15.- Chinango S.A.C.

- En octubre de 2010, Chinango fue sancionada por la Municipalidad Distrital de San Ramón con una multa referida al Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la Reorganización Simple llevada a cabo entre Edegel S.A.A. y Chinango S.A.C. y que entró en vigencia el 31 de mayo de 2009. La multa actualizada al 31 de diciembre de 2014 asciende a S/. 1.786.533 (aprox. M\$ 362.656). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución.
- 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 (aprox. M\$ 7.937) (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 (aprox. M\$ 3.608) (5 Unidades Impositivas Tributarias - 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 (aprox. M\$ 5.772) (8 Unidades Impositivas Tributarias - 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.
- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 76.232), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 771) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 366) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En marzo de 2014, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Ejecución Coactiva N° 0350-2014, a fin de que cumpla con pagar el saldo de multa ascendente a S/. 12.100 (aprox. \$ 2.456), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 9.906).
- En enero de 2014, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2011 por un monto ascendente a S/.613.390 (aprox. M\$ 122.542), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual, Chinango S.A.C. interpondrá el recurso de apelación respectivo.

16.- Emgesa

- Mediante Resolución 10 de agosto de 2012 el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH- impuso una sanción a la compañía de 200 salarios mínimos legales mensuales vigentes, Col\$ 113.340.000 (aprox. M\$ 28.744), 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.

17.- Codensa

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes multas :1) mediante Resolución 20112400025515 de 05/09/2011 se sanciono a la Empresa en un monto de Col\$ 41.200.000 (aprox. M\$ 10.449) por suspensión equivocada del servicio por no pago de cuotas por utilización de servicios financieros, cuota de interés CODENSA hogar; 2) mediante Resolución 20112400029265 del 18/10/2011 se impuso sanción de Col\$ 26.780.000 (aprox. M\$ 6.971) por Suspensión equivocada del servicio al cliente después de haber efectuado el pago en la entidad financiera.
- En el año 2012 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes sanciones: 1) Mediante Resolución 20122400001045 del 30/01/2012 se impuso sanción por Col\$ 21.424.000 (aprox. M\$ 5.433) por violación del régimen tarifario por calculo errado del costo unitario para los periodos noviembre-dic. de 2009 y enero y febrero de 2010, debido a error en la información sobre propiedad del activo; 2) Mediante Resolución 20122400022555 del 17/07/2012 la Superintendencia impuso a Codensa sanción de Col\$ 45.336.000 (aprox. M\$ 11.497) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el articulo resolución Creg 096 de 2000.
- En el mes de abril de 2012 se efectuó pago por parte de Codensa por un valor de Col\$ 32.207.414 (aprox. M\$ 8.168) correspondiente a sanción impuesta por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 1792 del 26 de enero de 2011, por violación de las normas de protección de datos personales contenidas en la Ley 1266 de 2008.

- El 5 de junio de 2012 la SSPD, impuso sanción en firme a Codensa por Col\$13.558.500 (aprox. M\$ 3.438), Mediante la Resolución N° 20142400025295 por incumplimiento de lo establecido en la Resolución 097 de 2008, toda vez que no acreditó, mediante la certificación expedida por el auditor respectivo, para dar inicio a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, antes del 6 de abril de 2010. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandará ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.
- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 42.541) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS.
- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 6.214), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades.
- Durante marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. M\$ 19.734), por infringir el reglamento de operación en cuanto al tiempo de maniobras TAPS. Mediante resolución 2014240005655 del 07 de marzo de 2014 la SSPD confirmó la sanción señalando que CODENSA SA ESP infringió el reglamento de operación, toda vez que superó el tiempo máximo permitido en la regulación. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandó ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios(SSPD), impuso sanción a CODENSA de Col\$ 127.332.000. (aprox. US\$ 32.292), por falla en la prestación del servicio-incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandó ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.

18.- Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Mediante resolución 1312 del 30 de enero de 2014, la Superintendencia de Puertos y Transportes sancionó a la SPCC con el pago de la suma de Col\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 583), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010 y que de acuerdo con las resoluciones 6051 de 2007 y 759 de 2010 debe reportarse en el mes de febrero de 2011. La sanción fue pagada el 14 de febrero de 2014.

b) Negocios conjuntos

1.-Transquillota

- En el ejercicio 2012 la sociedad Transquillota en la cual Endesa Chile 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, acogiendo 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 Chile sólo participa en un 50% del pago, estos es, de M\$ 9.604.

Terminado y pagado.

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

39. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2014, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 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.	1.894.105	1.996.818	2.298.344
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.	-	-	451.030
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	975.993	417.966	915.325
Chilectra	Modelación de ruido S/E Santa Elena, Consultoría Ambiental Proyecto Nueva Línea Lo Aguirre Cerro Navia, Proyecto Mitigación de Ruido S/E Santa Elena, Cumplimiento Normativo Ambiental en SSEE por ISO 14001, SpaceCab y Presamblado.	1.807.356	1.537.004	1.324.061
Chilectra	Gestión de residuos peligrosos, poda de árboles y roce de vegetación en alta tensión, mantenimiento de jardines y control de maleza en SSEE.	793.447	-	-
Total		5.470.901	3.951.788	4.988.760

40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 31 de diciembre de 2014 y 2013, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros:

	31-12-2014											
	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\$	Ganancia (Perdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
Grupo Chilectra S.A.	consolidado	300.765.618	1.240.468.967	1.541.234.585	(244.981.389)	(72.612.724)	(317.594.113)	1.127.892.544	(977.169.387)	150.723.157	1.094.439	151.817.596
Grupo Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	47.631.734	12.103.210	59.734.944	(3.605.662)	(526.608)	(4.132.270)	33.674.239	(9.659.464)	24.014.775	(37.793)	23.976.982
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	2.214.084	555.543	2.769.627	(3.005.476)	(1.069.158)	(4.074.634)	4.978.226	(6.345.692)	(1.367.466)	(162.551)	(1.530.017)
Inversiones Distritima S.A.	separado	15.272.519	48.854.638	64.127.157	(76.273)	-	(76.273)	-	17.946.755	17.946.755	2.959.092	20.905.847
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	127.665.327	587.886.652	715.551.979	(164.991.090)	(271.208.226)	(436.199.316)	478.731.801	(418.998.162)	59.733.639	13.438.385	73.172.024
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	560.876.230	3.507.579.867	4.068.456.097	(773.846.300)	(917.950.372)	(1.691.796.672)	1.180.478.031	(1.010.741.126)	169.736.906	(101.261.071)	68.475.835
Empresa Eléctrica Pehuénche S.A.	separado	75.414.557	209.069.274	284.483.831	(59.142.217)	(53.952.810)	(113.095.027)	227.886.302	(84.724.022)	143.162.280	(51.043)	143.111.237
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	77.067.775	450.573.978	527.641.753	(110.849.007)	(30.918.614)	(141.767.621)	318.959.142	(229.058.776)	89.900.366	(604)	89.899.762
Soc. Concesionaria Túnel El Meñón S.A.	separado	19.183.735	7.107.942	26.291.677	(3.709.123)	(1.789.704)	(5.498.827)	10.484.435	(4.653.716)	5.830.719	(12.156)	5.818.563
Endesa Argentina S.A.	separado	1.924.047	42.081.267	44.005.314	(749.815)	-	(749.815)	-	340.599	340.599	(5.299.756)	(4.959.157)
Endesa Costanera S.A.	separado	31.868.372	154.649.134	186.517.506	(108.956.607)	(56.967.994)	(165.924.601)	75.204.382	(29.671.728)	45.532.654	3.989.198	49.521.852
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	22.930.536	137.891.546	160.822.082	(31.540.350)	(46.058.232)	(77.598.582)	30.178.802	(19.141.980)	11.036.822	(8.763.212)	2.273.610
Empesa S.A. E.S.P.	separado	329.672.209	1.782.307.979	2.111.980.188	(500.414.812)	(883.041.284)	(1.383.456.096)	753.455.621	(464.634.223)	288.821.398	(73.145.883)	215.675.515
Generandes Perú S.A.	separado	3.473.185	219.325.991	222.799.176	(3.148.425)	-	(3.148.425)	-	46.503.610	46.503.610	12.303.680	58.807.290
Edegel S.A.A.	separado	110.164.628	720.449.664	830.614.292	(85.724.692)	(235.667.176)	(321.391.868)	319.399.578	(213.260.179)	106.139.399	23.688.400	129.827.799
Chinango S.A.C.	separado	8.439.096	111.912.868	120.351.964	(7.433.439)	(39.382.245)	(46.815.684)	34.656.130	(19.644.709)	15.011.421	3.041.428	18.052.849
Enel Brasil S.A. S.A.	separado	198.803.856	728.752.115	927.555.971	(6.224.235)	(18.531.060)	(24.755.295)	-	164.166.176	164.166.176	17.806.175	181.972.351
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	87.327.933	134.284.880	221.612.813	(63.772.100)	(746.476)	(64.518.576)	210.793.165	(186.902.422)	23.890.743	3.336.545	27.227.288
Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	47.664.376	100.003.024	147.667.400	(37.718.853)	(1.171.987)	(38.890.840)	158.965.069	(87.776.446)	71.188.623	(212.540)	70.976.083
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	44.361.955	230.817.235	275.179.190	(107.201.716)	(6.473.261)	(113.674.977)	67.700.328	(33.577.954)	34.122.374	2.426.463	36.548.837
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	15.584.323	2.421.427	18.005.750	(10.519.818)	(18.458.001)	(28.977.819)	1.622.003	(11.787.718)	(10.165.715)	238.183	(9.927.532)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	268.129.640	669.313.258	937.442.898	(167.577.487)	(341.179.908)	(508.757.395)	876.944.301	(819.693.926)	57.250.375	6.084.384	63.334.759
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	6.136.466	1.893.078	8.029.544	(5.162.409)	(2.266.733)	(7.429.142)	5.537.295	(5.621.622)	15.673	56.856	72.529
Ampla Energía E Serviços S.A.	separado	320.891.004	1.104.657.098	1.425.548.102	(215.091.583)	(589.157.242)	(804.248.825)	1.092.281.884	(1.041.744.028)	50.537.856	6.281.883	56.819.739
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	254.295.501	922.713.629	1.177.009.130	(337.839.513)	(358.873.770)	(696.713.283)	982.817.219	(829.659.866)	153.157.353	(49.593.528)	103.563.825
Inversora Codensa S.A.	separado	853	73	926	(86)	-	(86)	-	(57)	(57)	(54)	(111)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	409.109.176	405.106.897	814.216.073	(739.412.769)	(137.796.785)	(877.209.554)	371.411.786	(457.222.239)	(85.810.453)	(5.608.787)	(91.419.240)
Generalma, S.A.C.	separado	5.388.518	47.434.909	52.823.427	(18.110.685)	(7.052.044)	(25.162.729)	-	(1.157.449)	(1.157.449)	2.137.860	990.411
Endesa Cernisa, S.A.	separado	28.225.495	873.712	29.099.207	(24.701.137)	-	(24.701.137)	1.280.939	(1.622.171)	(341.232)	(594.259)	(935.491)
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	27.292.922	72.509.101	99.802.023	(19.318.481)	(15.583.458)	(34.901.939)	61.606.091	(85.732.579)	(24.126.488)	6.343.207	(17.783.281)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	43.338.830	80.059.964	123.398.794	(13.222.522)	(47.895.051)	(61.117.573)	50.857.810	(41.771.609)	9.086.201	4.030.841	13.117.042
Inversiones Sudamerica Ltda.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Grupo Distritima	Consolidado	142.931.833	587.886.652	730.818.485	(165.061.351)	(271.208.225)	(436.269.576)	478.726.757	(418.154.678)	60.572.081	14.254.102	74.826.183
Grupo Endesa Chile	Consolidado	1.038.057.560	6.199.614.341	7.237.671.901	(1.392.737.593)	(2.317.336.887)	(3.710.074.480)	2.489.226.087	(1.870.253.340)	618.972.747	(98.578.089)	520.394.658
Grupo Enel Brasil S.A.	Consolidado	854.733.662	2.303.014.999	3.157.748.661	(481.334.130)	(959.822.163)	(1.441.156.293)	2.269.559.959	(2.058.056.356)	211.503.603	23.085.739	234.589.342
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565	937.524.103	(95.676.185)	(275.049.420)	(370.725.605)	353.847.452	(242.497.338)	111.350.114	23.990.135	135.340.289
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238	353.125.079	(140.459.888)	(101.749.459)	(242.209.347)	105.281.293	(48.769.700)	56.511.593	(5.660.609)	50.850.984
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717	414.169.914	(29.892.670)	(45.037.585)	(74.930.255)	179.474.707	(150.110.180)	29.364.528	51.288.697	80.653.225

	31-12-2013											
	Estados financieros	Activos Corrientes M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganacia (Perdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
Grupo Chilectra S.A.	consolidado	192.097.250	1.210.687.971	1.402.785.221	(228.651.498)	(43.735.685)	(272.387.183)	975.023.630	(748.871.802)	226.151.828	(25.343.002)	200.808.826
Grupo Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	28.152.699	38.156.192	66.308.891	(3.943.277)	(460.705)	(4.403.982)	17.631.676	(6.884.221)	8.947.455	(13.924)	8.933.531
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.335.716	230.392	4.566.108	(3.866.062)	(598.655)	(4.464.717)	5.445.388	(6.687.243)	(1.241.856)	(39.029)	(1.280.885)
Inversiones Distribilima S.A.	separado	24.511.831	45.211.675	69.723.506	(365.284)	-	(365.284)	9.804.331	-	9.804.331	323.264	10.127.595
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	97.291.243	487.752.640	585.043.883	(135.168.908)	(213.494.034)	(348.662.942)	414.816.662	(364.303.365)	50.513.297	1.702.924	52.216.221
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	599.190.333	3.270.781.264	3.869.971.597	(658.181.692)	(697.429.550)	(1.355.611.242)	1.047.707.545	(785.327.837)	262.379.708	(60.871.034)	201.508.674
Endesa Eco S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	48.938.968	(24.522.864)	24.416.104	(15.989)	24.400.115
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	33.988.505	217.379.509	251.368.014	(35.867.416)	(41.936.800)	(77.804.216)	192.839.780	(78.347.987)	114.491.793	(13.866)	114.477.927
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	211.140.517	(157.918.033)	53.222.484	-	53.222.484
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	74.282.837	428.366.270	502.649.107	(173.508.052)	(25.716.898)	(199.224.950)	74.083.557	(66.581.674)	7.501.883	5.793	7.507.676
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	12.248.481	10.007.004	22.255.485	(3.182.462)	(4.599.826)	(7.782.288)	10.301.994	(4.155.242)	6.146.752	9.435	6.156.187
Endesa Argentina S.A.	separado	1.796.454	47.229.473	49.025.927	(811.271)	-	(811.271)	2.541.610	-	2.541.610	(8.696.980)	(6.155.370)
Endesa Costanera S.A.	separado	30.153.983	112.614.109	142.768.092	(162.244.700)	(9.452.339)	(171.697.039)	94.887.720	(118.255.734)	(23.368.015)	7.442.633	(15.925.382)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	14.903.801	132.833.441	147.737.242	(21.069.801)	(45.717.551)	(66.787.352)	36.686.734	(25.681.727)	11.005.007	(16.110.208)	(5.105.201)
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	321.051.970	1.707.315.179	2.028.367.149	(229.533.581)	(864.631.943)	(1.094.165.524)	639.770.439	(408.981.567)	230.788.872	8.255.648	239.044.520
Generandes Perú S.A.	separado	214.375	202.971.423	203.185.798	(10.853)	-	(10.853)	33.470.743	-	33.470.743	450.172	33.920.915
Edegel S.A.	separado	97.736.569	678.847.873	776.584.442	(98.497.242)	(220.222.435)	(318.719.677)	256.345.889	(175.933.003)	80.412.886	(6.517.312)	73.895.574
Chinango S.A.C.	separado	7.048.693	104.913.830	111.962.523	(11.790.622)	(36.119.840)	(47.910.462)	27.707.823	(17.541.290)	10.166.533	(1.599.071)	8.567.462
Enel Brasil S.A. S.A.	separado	344.196.221	705.840.306	1.050.036.527	(126.688.865)	(6.740.678)	(133.429.543)	164.810.727	-	164.810.727	(30.300.516)	134.510.211
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	75.478.418	138.518.318	213.996.736	(38.792.313)	(20.323.740)	(59.116.053)	168.871.371	(128.522.514)	40.348.857	(5.549.822)	34.799.035
Centrales Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	37.111.472	98.093.370	135.204.842	(10.185.205)	(1.740.968)	(11.926.173)	117.445.188	(31.295.855)	86.149.333	313.842	86.463.175
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	27.403.174	229.743.261	257.146.435	(104.368.046)	(4.803.839)	(109.171.885)	63.688.186	(39.697.135)	24.001.050	(6.393.291)	17.607.759
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.026.611	3.663.555	19.690.166	(6.912.346)	(17.396.804)	(23.309.150)	2.088.071	(6.955.882)	(4.867.810)	379.587	(4.488.223)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	159.243.822	631.616.602	789.860.424	(141.369.115)	(250.012.379)	(391.381.494)	688.980.884	(647.611.232)	41.369.652	(18.395.749)	22.973.903
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	separado	4.933.651	914.231	5.847.882	(3.967.856)	-	(3.967.856)	6.569.786	(6.089.559)	4.890.227	26.752	1.506.979
Ampla Energía E Serviços S.A.	separado	254.893.771	1.022.078.672	1.276.972.443	(168.894.084)	(499.364.121)	(668.258.205)	947.892.717	(822.029.094)	125.863.623	(9.250.845)	116.612.778
Ampla Investimentos E Serviços S.A.	separado	-	-	-	-	-	-	8.249.870	-	8.249.870	(451.416)	7.798.454
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	286.638.433	960.495.650	1.247.134.083	(289.883.521)	(345.076.633)	(634.960.154)	852.871.077	(709.181.303)	143.689.773	4.350.533	148.040.306
Inversora Codensa S.A.	separado	917	77	994	(44)	-	(44)	-	(42)	(42)	3	(39)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	217.226.659	284.576.650	501.803.309	(446.887.893)	(26.488.657)	(473.376.550)	528.653.054	(430.477.002)	98.176.052	24.223	98.200.275
Generalilma, S.A.C.	separado	1.090.863	42.451.799	43.542.662	(10.035.149)	(6.827.226)	(16.862.375)	-	(1.100.914)	(1.100.914)	10.310	(1.090.604)
Endesa Comsa, S.A.	separado	31.020.655	838.346	31.859.001	(28.525.440)	-	(28.525.440)	2.162.235	-	1.841.541	320.694	(1.084.299)
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	31.153.011	67.474.318	98.627.329	(123.350.919)	(14.217.920)	(137.568.839)	59.138.823	(96.085.921)	(36.947.097)	2.690.752	(34.256.345)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	33.336.208	76.556.547	109.892.755	(11.319.405)	(48.505.916)	(59.825.321)	41.508.299	(38.031.891)	3.476.408	721.173	4.197.581
Inversiones Sudamerica Ltda.	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-	(7.218.564)	(7.218.564)	-	(7.218.564)
Grupo Distribilima	Consolidado	106.049.490	487.752.640	593.802.130	(119.780.608)	(213.494.034)	(333.274.642)	414.812.404	(363.745.500)	51.066.904	1.916.667	52.983.571
Grupo Endesa Chile	Consolidado	965.431.655	5.796.693.181	6.762.124.836	(1.238.391.437)	(1.935.919.411)	(3.174.310.848)	2.030.087.252	(1.466.581.016)	563.506.237	(76.757.984)	486.748.253
Grupo Enel Brasil S.A.	Consolidado	828.001.927	2.190.312.917	3.018.314.844	(507.172.891)	(783.155.303)	(1.290.328.194)	1.874.232.656	(1.551.684.154)	322.548.501	(53.797.667)	268.750.834
Grupo Generandes Perú	Consolidado	104.859.262	773.401.182	878.260.444	(110.158.341)	(256.342.274)	(366.500.615)	283.613.705	(200.901.785)	82.711.920	(9.871.336)	72.840.584
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	46.120.168	251.298.793	297.418.961	(183.232.544)	(54.121.669)	(237.354.213)	131.443.285	(141.303.392)	(9.860.108)	(10.906.856)	(20.766.964)

41. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS

- Con fecha 20 de enero de 2015, se informó en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

Con fecha 20 de enero de 2015, el Gerente General, don Luigi Ferraris, ha presentado su renuncia a dicho cargo mediante carta dirigida al Presidente del Directorio de la Compañía. Dicha renuncia se funda en razones de índole familiar y tendrá efecto a contar del día 29 de enero de 2015. En una próxima sesión, el Directorio procederá a designar un reemplazante.

Los informes señalados fueron solicitados por los mencionados órganos societarios de la Compañía, con ocasión del estudio de una eventual operación entre partes relacionadas, en adelante, la Operación.

- Con fecha 29 de enero de 2015, se informó en carácter de hecho esencial que en sesión de Directorio celebrada con fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de la Sociedad por la unanimidad de sus miembros nombró como Gerente General de la Sociedad, a don Luca D'Agnesse, en sustitución de don Luigi Ferraris, quien presentó la renuncia a su cargo el pasado 20 enero, tal como se informó mediante hecho esencial de la Compañía de esa misma fecha.

- Con fecha 29 de enero de 2015, se informó que en sesión de Directorio celebrada con fecha de hoy, el Directorio de la Sociedad, por la unanimidad de sus miembros, acordó informar en carácter de hecho esencial lo siguiente:

a.- Evaluación de la inversión en el Proyecto Hidroaysén.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén en el que participa nuestra filial Endesa Chile. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, se tomó conocimiento que se ha denegado parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., en adelante "Hidroaysén" en el año 2008.

La filial Endesa Chile ha manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, en la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo que la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa. En consecuencia, la filial Endesa Chile ha decidido registrar una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de 69.066 millones de pesos (aproximadamente US\$ 121 millones), que afecta el resultado neto de Endesa Chile del ejercicio 2014.

Los efectos financieros y contables que tendrá para Enersis la provisión de deterioro de Endesa Chile sobre su participación en Hidroaysén resultan en un cargo al resultado neto de Enersis por \$ 41.426 millones (aproximadamente US\$ 73 millones).

b.- Evaluación del Proyecto Punta Alcalde.

El proyecto Punta Alcalde de nuestra filial Endesa Chile cuenta con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada para el proyecto de generación (ratificado con condiciones por la Corte Suprema en enero 2014). Para completar su tramitación ambiental, es necesario contar con la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) asociado a la línea de transmisión, actualmente en proceso.

El equipo de Ingeniería de Endesa Chile, con el apoyo de sus expertos en tecnología de carbón, han estudiado las posibilidades de adaptar Punta Alcalde para que sea un proyecto rentable y tecnológicamente más sustentable. La conclusión alcanzada es que tales adaptaciones implicarían modificaciones mayores a la RCA aprobada de difícil tramitación.

Por lo tanto, la filial Endesa Chile ha decidido detener el desarrollo del proyecto Punta Alcalde y el proyecto de transmisión asociado Punta Alcalde-Maitencillo, a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad, provisionando el valor de activos no recuperables.

Los efectos financieros y contables que tendrá para Enersis la provisión de deterioro en Endesa Chile sobre el proyecto Punta Alcalde, resultan de cargar el valor no recuperable de los activos por 12.582 millones de pesos, antes de impuestos (aproximadamente US\$ 22 millones), con un efecto neto en los resultados de Enersis correspondientes al ejercicio 2014 por 5.509 millones (aproximadamente US\$ 10 millones).

c.- Transacción con Consorcio SES – Tecnimont.

Con fecha de hoy, el Directorio de nuestra filial Endesa Chile ha aceptado y aprobado el documento denominado “Transacción, Finiquito y Cancelación Condicionales”, en adelante la Transacción, por el cual Endesa Chile y las empresas Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada; Tecnimont SpA; Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.; Slovenske Energeticke Strojarnje a.s.(“SES”); e “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”, en adelante todos colectivamente denominados el “Consortio” ponen término al arbitraje iniciado por Endesa Chile ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) en relación con el cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Consortio al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina y se otorgan un amplio finiquito recíproco de las obligaciones generadas al amparo de dicho contrato. La aceptación y aprobación del Directorio de Endesa Chile de la Transacción, se ha acordado en la medida que se cumplan debida y oportunamente las condiciones suspensivas que se pactan en dicho instrumento, entre las cuales se cuenta que todos y cada uno de los directorios y/u órganos de administración de las sociedades que conforman el Consortio hayan aceptado y aprobado expresamente los términos de la Transacción y todos sus elementos de su esencia, naturaleza y meramente accidentales.

Como consecuencia de la Transacción, los efectos financieros para Enersis corresponden al reconocimiento de una mayor inversión de US\$ 125 millones.

ENDESA

- Con fecha 9 de Enero de 2015, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A concretaron la venta, a Temsa Fondo de Inversión Privado, del 100% de sus participaciones en Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.. El precio de la transacción ascendió a M\$ 25.000.000 y como resultado de esta operación el Grupo Endesa Chile reconocerá en 2015 una utilidad neta de aproximadamente M\$ 4.207.150.

- En mayo de 2014 el Comité de Ministros revocó la RCA del proyecto Hidroaysén. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, Endesa Chile tomó conocimiento que se ha denegado parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., en adelante “Hidroaysén” en el año 2008.

Endesa Chile manifiesta su voluntad de continuar defendiendo los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales tendientes a este fin. Endesa Chile mantiene el convencimiento que los recursos hidráulicos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, en la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén ya que depende, tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no estamos en condiciones de prever. El proyecto no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa.

En consecuencia, la compañía ha decidido registrar una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de 69.066 millones de pesos (aproximadamente 121 millones de dólares), que afecta el resultado neto de la compañía del ejercicio 2014.

- El proyecto Punta Alcalde cuenta con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada para el proyecto de generación (ratificada con medidas adicionales por la Corte Suprema en enero 2014). Para completar su tramitación ambiental, es necesaria la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) asociado a la línea de transmisión.

El equipo de Ingeniería de Endesa Chile, con el apoyo de nuestros expertos en tecnología de carbón, han estudiado las posibilidades de adaptar Punta Alcalde para que sea un proyecto rentable y tecnológicamente más sustentable. La conclusión alcanzada es que tales adaptaciones implicarían modificaciones mayores a la RCA aprobada de difícil tramitación.

Por lo tanto, la compañía ha decidido detener el desarrollo del proyecto Punta Alcalde y el proyecto de transmisión asociado Punta Alcalde-Maitencillo, a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad, provisionando el valor de activos no recuperables.

En consecuencia, la compañía ha decidido registrar una provisión por deterioro del proyecto por un monto de 12.582 millones de pesos (aproximadamente 22 millones de dólares), que afecta el resultado neto de la compañía del ejercicio 2014 en 9.184 millones de pesos.

- Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en adelante la Corte, una solicitud de arbitraje en contra de la empresa chilena Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; la empresa italiana "Tecnimont SpA"; la empresa brasileña Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda."; la empresa eslovaca "Slovenske Energeticke Strojarnje a.s." ("SES"); y la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada", en adelante todos colectivamente denominados "el Consorcio", con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Consorcio al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACB-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón, en adelante el Contrato de Construcción. Se hace presente que esta información fue comunicada, en carácter de hecho esencial a esa Superintendencia, en la misma fecha precitada.

Con fecha 29 de enero de 2013 se informó a esa Superintendencia, en carácter de hecho esencial, que Endesa Chile había sido notificada por parte de la Secretaría Técnica de la citada Corte, que los integrantes del Consorcio, por separado habían procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile que contenía sus pretensiones y que junto con ello habían demandado reconventionalmente a Endesa Chile por un monto de US\$ MM 1.294, en el caso de las empresas Tecnimont y por un monto de US\$ MM 15, en el caso de las empresas SES.

En sesión ordinaria de fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha aceptado y aprobado los términos y todos sus elementos de la esencia, de su naturaleza y los meramente accidentales del documento denominado "Transacción, Finiquito y Cancelación Condicionales", en adelante la Transacción, por el cual todas las partes que firman dicho documento (Empresa Nacional de Electricidad S.A. y el Consorcio) ponen término al arbitraje singularizado precedentemente y se otorgan un amplio finiquito recíproco de las obligaciones generadas al amparo del Contrato de Construcción. Se deja constancia que dicha aceptación y aprobación del Directorio de Endesa Chile de la Transacción, se ha acordado en la medida que se cumplan debida y oportunamente las condiciones suspensivas que se pactan en dicho instrumento, dentro de las cuales se cuenta que todos y cada uno de los directorios y/o órganos de administración de las sociedades que conforman el Consorcio hayan aceptado y aprobado expresamente los términos de la Transacción y todos sus elementos de su esencia, de su naturaleza y los meramente accidentales. Conforme a los términos de la Transacción, en caso de no verificarse, en tiempo y forma, las condiciones suspensivas a que se encuentra supeditada ésta quedará de pleno derecho sin valor alguno al haber fallado las condiciones pactadas para su exigibilidad.

Finalmente, se hace presente que, como consecuencia de la Transacción, los efectos financieros para Endesa Chile y el proyecto Bocamina II, en particular, corresponden al reconocimiento de una mayor inversión de US\$ MM 125.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2014 y la fecha de emisión de los estados financieros.



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 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	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%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Atacama Finance Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad Financiera
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%	69,99%	69,99%	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 Termoelectrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica
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%	36,01%	48,48%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%	3,78%	96,21%	99,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%	0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	21,60%	26,87%	48,47%	21,60%	26,87%	48,47%	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	Panamá	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%	64,98%	100,00%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%	16,02%	83,43%	99,45%	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%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	
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	Enel Brasil S.A.	Real	50,09%	49,91%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica



Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2014			% Participación a 31/12/2013			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
Extranjero	En-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
Extranjero	Eólica Fazenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
Extranjero	Energex Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad de Cartera
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Filial	Chile	Transporte de Gas Natural
96.830.980-3	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
78.932.860-9	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
Extranjero	Generalima, S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A. (2)	Nuevos Soles	39,00%	61,00%	100,00%	0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
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
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4)	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. (4)	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
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
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
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
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
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	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
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 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 5).
- (2) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.. Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inkia Holdings fue fusionada con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inkia.
- (3) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron disueltas.
- (4) Con fecha 31 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco fue fusionada con ICT, siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre de Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.
- (5) Con fecha 30 de diciembre de 2014 se vendieron las sociedades Aguas Santiago Poniente S.A. y Constructora y Proyectos los Maitenes S.A..

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:

Sociedad	% Participación				% Participación			
	al 31 de diciembre de 2014				al 31 de diciembre de 2013			
	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.					100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.					80,00%	20,00%	100,00%	Integración global
Empresa Eléctrica de Piura, S.A.					0,00%	96,50%	96,50%	Integración global
Endesa Cernsa S.A.					100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Generalima, S.A.C.					100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Inversora Dock Sud, S.A.					57,14%	0,00%	57,14%	Integración global
Inversiones Sudamerica Ltda.					100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
Atacama Finance Co. (1)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global				
Energex Co. (1)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global				
GasAtacama S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
GasAtacama Chile S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
Gasoducto TalTal S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
GNL Norte S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				
Progas S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global				

Ver nota 2.4.1.

(1) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron liquidadas.

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Participación				% Participación			
	al 31 de diciembre de 2014				al 31 de diciembre de 2013			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Agua Santiago Poniente S.A.	0,00%	78,88%	78,88%	Integración global	-	-	-	-
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	0,00%	55,00%	55,00%	Integración global	-	-	-	-



ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2014			% Participación al 31/12/2013			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	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 Regacificación de Gas Natural Licuado
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
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
76.041.891-9	Aysén Transmisión 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
76.091.595-5	Aysén Energía 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 GasAtacama Holding Ltda. (1)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	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

(1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% restante de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 5).



c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2014										31 de diciembre de 2012											
							Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente								
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente				
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International				122.704	2.324.204	2.446.908	1.039.398	-	-	-	-	-	-	1.039.398	113.672	3.229.006	3.342.678	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	ICB Argentina	\$ Arg	36,00%	42,59%	132.215	371.509	503.724	425.630	29.900	-	-	-	-	-	455.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-€	Endesa Chile S.A.	Chile	R.N.P. Paribas	US\$	6,32%	5,98%	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-	-	-	-	-	-	28.293	921.118	949.411	892.825	-	-	-	-	-	-	892.825
91.081.000-€	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander	Ch\$	6,00%	6,00%	582	-	582	-	-	-	-	-	-	-	-	7	-	7	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-€	Endesa Chile S.A.	Chile	EDC	US\$	1,42%	1,34%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	378.291	378.290	756.581	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-€	Endesa Chile S.A.	Chile	BBVA S.A.NY	US\$	1,56%	0,99%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	436.266	105.543.766	105.980.032	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Deutsche Bank	US\$	13,35%	12,73%	1.331.375	4.844.938	6.176.313	-	-	-	-	-	-	-	-	1.712.808	2.587.169	4.299.977	820.490	-	-	-	-	-	-	820.490
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Standard Bank	US\$	13,35%	12,73%	667.376	2.425.364	3.092.740	-	-	-	-	-	-	-	-	857.292	1.295.083	2.152.375	410.356	-	-	-	-	-	-	410.356
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	US\$	13,35%	12,73%	687.484	2.459.835	3.147.319	-	-	-	-	-	-	-	-	858.647	1.297.369	2.156.016	410.526	-	-	-	-	-	-	410.526
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	\$ Arg	33,70%	29,25%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	163.618	-	163.618	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	30,72%	28,00%	1.522.852	-	1.522.852	-	-	-	-	-	-	-	-	1.511.204	-	1.511.204	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Santander - Sindicato IV	\$ Arg	35,26%	31,36%	306.765	1.185.867	1.492.632	1.023.289	-	-	-	-	-	-	1.023.289	316.184	1.054.829	1.371.013	1.621.376	1.140.227	-	-	-	-	-	2.761.603
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau - Sindicato IV	\$ Arg	35,26%	31,36%	273.493	1.057.510	1.331.003	912.706	-	-	-	-	-	-	912.706	282.011	940.860	1.222.871	1.446.280	1.017.149	-	-	-	-	-	2.463.429
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Galicia - Sindicato IV	\$ Arg	35,26%	31,36%	262.403	1.014.727	1.277.130	875.846	-	-	-	-	-	-	875.846	279.612	902.848	1.173.460	1.387.893	976.117	-	-	-	-	-	2.364.010
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicato IV	\$ Arg	35,26%	31,36%	86.271	335.251	421.522	290.454	-	-	-	-	-	-	290.454	89.772	299.691	389.463	461.142	324.622	-	-	-	-	-	785.764
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Ciudad - Sindicato IV	\$ Arg	35,26%	31,36%	34.894	135.536	170.430	117.383	-	-	-	-	-	-	117.383	36.008	120.377	156.385	185.639	130.955	-	-	-	-	-	316.594
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	ICB Argentina	\$ Arg	35,26%	31,36%	340.037	1.314.222	1.654.259	1.133.871	-	-	-	-	-	-	1.133.871	350.354	1.168.793	1.519.147	1.796.466	1.263.303	-	-	-	-	-	3.059.769
Totales							17.616.391	45.859.907	63.476.298	68.780.986	65.194.217	78.955.951	36.824.905	48.015.897	297.771.956	27.162.463	147.564.051	174.726.514	45.550.728	40.329.118	52.203.401	62.659.714	77.704.695	278.447.656				



f. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Table with columns for RUT Empresa Deudora, Nombre Empresa Deudora, País Empresa Deudora, Nombre del Acreedor, País Acreditadora, Tipo de Moneda, Tasa de Interés Efectiva, Tasa de Interés nominal, and financial data for 31 de diciembre de 2014 and 31 de diciembre de 2013, categorized by 'No Corriente'.



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	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			334.548.745	248.312.155
	Dólar	Peso chileno	294.009.266	232.967.516
	Dólar	Peso Colombiano	413.009	27.448
	Dólar	Nuevo Sol	28.750.530	12.983.279
	Dólar	Peso Argentino	1.058.646	2.333.912
	Peso Argentino	Dólar	4.206.734	-
	Peso chileno	Dólar	6.110.560	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			14.039.935	28.384.147
	Dólar	Peso chileno	14.039.935	28.384.147
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			348.588.680	276.696.302
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			348.588.680	276.696.302
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			61.063.049	172.322.119
	Dólar	Peso chileno	27.794.762	138.667.415
	Peso colombiano	Peso chileno	32.795.615	33.083.016
	Peso argentino	Peso chileno	472.672	571.688
Plusvalía			439.500.128	395.020.857
	Real	Nuevo Sol	8.527.161	8.287.322
	Real	Peso chileno	258.398.340	242.896.782
	Peso Colombiano	Peso chileno	11.045.730	11.786.530
	Nuevo Sol	Peso chileno	135.136.616	125.059.831
	Peso Argentino	Peso chileno	6.220.966	6.990.392
	Dólar	Peso chileno	20.171.315	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			500.563.177	567.342.976
TOTAL ACTIVOS			849.151.857	844.039.278



		31-12-2014										31-12-2013									
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes							Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						
	Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
			M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	no Corriente
PASIVOS																					
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		27.290.627	194.911.470	222.202.097	264.874.981	71.011.720	60.603.646	42.762.853	804.987.364	1.244.240.564	307.747.217	255.065.083	562.812.300	179.215.039	204.108.025	56.126.213	43.717.624	460.285.486	943.452.387	
	Dólares	Pesos chileno	12.530.333	155.604.278	168.134.611	191.134.280	28.196.301	28.198.962	28.201.795	746.470.766	1.022.202.104	194.815.346	234.307.578	429.122.924	138.273.483	157.215.253	15.850.647	15.847.182	413.247.984	740.434.549	
	Dólares	Reales	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981	441.332	7.606.194	8.047.526	9.100.596	4.988.516	4.958.105	1.243.770	2.963.170	23.254.157	
	Dólares	Soles	11.923.154	25.181.231	37.104.385	71.958.836	42.073.900	31.664.112	13.681.372	32.636.449	192.014.669	6.970.851	7.926.216	14.897.067	30.199.588	41.904.256	35.317.461	26.626.672	44.074.332	178.122.309	
	Dólares	Peso Argentino	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.784	23.886.776	27.746.810	105.519.688	5.225.095	110.744.783	1.641.372	-	-	-	-	1.641.372	
TOTAL PASIVOS			27.290.627	194.911.470	222.202.097	264.874.981	71.011.720	60.603.646	42.762.853	804.987.364	1.244.240.564	307.747.217	255.065.083	562.812.300	179.215.039	204.108.025	56.126.213	43.717.624	460.285.486	943.452.387	

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 las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2014										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\$		
Cuentas comerciales por cobrar bruto	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654	202.932.480
Provisión de deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)	(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	568.028.235	-	-	-	-	-	-	-	-	-	568.028.235	88.709.195
Provisión de deterioro	(7.239.158)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.239.158)	-
Total	1.462.572.590	98.734.769	37.406.353	16.703.125	4.861.610	5.051.153	4.384.416	3.003.510	2.056.057	46.913.320	1.681.686.903	291.641.675

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2013										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\$		
Cuentas comerciales por cobrar bruto	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483
Provisión de deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)	(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	284.352.676	-	-	-	-	-	-	-	-	-	284.352.676	41.664.190
Provisión de deterioro	(9.722.257)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.722.257)	-
Total	962.365.042	70.100.738	28.635.214	5.175.815	3.659.456	23.780.492	3.187.523	2.050.462	1.392.707	29.389.659	1.129.737.108	223.045.673



- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-12-2014						Saldo al 31-12-2013					
	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\$
Al día	10.244.620	888.656.332	93.327	14.407.554	10.337.947	903.063.886	10.181.482	675.688.355	111.812	12.871.416	10.293.294	688.559.771
Entre 1 y 30 días	2.101.665	101.089.273	85.662	5.805.361	2.187.327	106.894.634	2.176.060	78.924.126	89.451	5.527.178	2.265.511	84.451.304
Entre 31 y 60 días	408.941	36.225.884	29.281	3.588.619	438.222	39.814.503	408.044	30.106.897	28.598	2.507.055	436.642	32.613.952
Entre 61 y 90 días	87.712	18.833.430	23.566	1.908.344	111.278	20.741.774	83.717	6.311.465	23.208	1.550.907	106.925	7.862.372
Entre 91 y 120 días	58.397	5.580.951	14.327	1.569.060	72.724	7.150.011	58.782	5.220.020	14.156	1.281.093	72.938	6.501.113
Entre 121 y 150 días	52.163	5.776.635	14.132	1.397.463	66.295	7.174.098	47.384	24.672.166	14.022	1.158.403	61.406	25.830.569
Entre 151 y 180 días	39.113	5.103.607	9.616	1.284.276	48.729	6.387.883	35.463	4.004.716	9.548	1.388.754	45.011	5.393.470
Entre 181 y 210 días	24.086	3.462.029	15.507	1.076.083	39.593	4.538.112	20.473	2.909.044	15.462	946.913	35.935	3.855.957
Entre 211 y 250 días	20.666	2.455.802	10.733	960.772	31.399	3.416.574	17.899	1.904.948	10.690	764.532	28.589	2.669.480
Superior a 251 días	408.132	148.793.724	18.770	28.024.455	426.902	176.818.179	451.967	117.675.353	19.388	26.839.359	471.355	144.514.712
Total	13.445.495	1.215.977.667	314.921	60.021.987	13.760.416	1.275.999.654	13.481.271	947.417.090	336.335	54.835.610	13.817.606	1.002.252.700

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-2014		Saldo al 31-12-2013	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	164.145	15.922.688	158.928	15.316.981
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.983	13.828.106	9.149	10.640.373
Total	174.128	29.750.794	168.077	25.957.354

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



c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-12-2014	31-12-2013
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	22.178.152	19.629.701
Provisión cartera repactada	669.988	13.924.936
Castigos del período	19.013.041	(18.827.998)
Recuperos del período	-	-
Total	41.861.181	14.726.639

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-12-2014		31-12-2013	
	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\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.889.698	1.889.698	1.850.913	2.005.485
Monto de las operaciones	22.848.140	22.848.140	5.492.566	33.554.637



ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al										Total Corriente	Total No Corriente
	31-12-2014											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas comerciales por cobrar												
Generación y transmisión	372.017.282	14.185.584	2.368.035	826.795	259.556	101.591	386.044	69.185	140.611	58.775.408	449.130.091	180.858.354
-Grandes Clientes	293.311.567	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.284.087	-
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.353.634	172.090.003
-Otros	30.352.081	7.536.326	34.852	263.787	31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	55.121.799	93.492.370	8.768.351
Provisión Deterioro	(388.459)	-	-	(169.056)	-	-	-	-	-	(56.435.060)	(56.992.575)	-
Servicios no facturados	211.809.086	-	-	-	-	-	-	-	-	-	211.809.086	1.045.832
Servicios facturados	160.208.196	14.185.584	2.368.035	826.795	259.556	101.591	386.044	69.185	140.611	58.775.408	237.321.005	179.812.522
Cuentas comerciales por cobrar												
Distribución	531.046.604	92.709.050	37.446.468	19.914.979	6.890.455	7.072.507	6.001.839	4.468.927	3.275.963	118.042.771	826.869.563	22.074.126
-Clientes Masivos	363.514.047	66.110.431	24.474.607	6.539.339	4.783.444	4.107.710	3.337.309	2.388.662	1.846.646	49.452.156	526.554.351	11.102.240
-Grandes Clientes	122.493.330	18.645.276	6.038.961	2.946.789	713.261	1.068.570	1.460.736	1.289.811	664.518	33.142.022	188.463.274	3.153.611
-Clientes Institucionales	45.039.227	7.953.343	6.932.900	10.428.851	1.393.750	1.896.227	1.203.794	790.454	764.799	35.448.593	111.851.938	7.818.275
Provisión Deterioro	(891.914)	(8.159.865)	(2.408.150)	(3.869.593)	(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(73.469.799)	(98.109.253)	-
Servicios no facturados	317.688.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-	317.688.170	-
Servicios facturados	217.794.795	92.709.050	37.446.468	19.914.979	6.890.455	7.072.507	6.001.839	4.468.927	3.275.963	118.042.771	513.617.754	22.074.126
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654	202.932.480
Total Provisión Deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)	(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	901.783.513	98.734.769	37.406.353	16.703.125	4.861.610	5.051.153	4.384.416	3.003.510	2.056.057	46.913.320	1.120.897.826	202.932.480

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 las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales



Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 31-12-2013										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\$			
Cuentas comerciales por cobrar													
Generación y transmisión	256.065.253	5.292.261	195.439	265.303	76.876	21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	339.924.692	160.840.485	
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616	-	
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.079.880	153.021.560	
-Otros	28.422.652	4.541.016	37.526	196.281	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	53.666.363	86.912.196	7.818.925	
Provisión Deterioro	(317.421)	-	-	(189.965)	-	(55.494)	-	-	-	(54.451.658)	(55.014.538)	-	
Servicios no facturados	161.283.323	-	-	-	-	-	-	-	-	-	161.283.323	1.510.879	
Servicios facturados	94.781.930	5.292.261	195.439	265.303	76.876	21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	178.641.369	159.329.606	
Cuentas comerciales por cobrar													
Distribución	432.494.518	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237	4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	662.328.008	20.540.998	
-Clientes Masivos	285.898.592	57.949.731	21.036.349	4.852.305	4.482.227	2.946.126	3.130.574	1.967.081	1.403.333	37.968.646	421.634.964	13.849.395	
-Grandes Clientes	104.697.460	16.582.507	5.598.217	1.435.871	701.981	710.996	988.052	908.593	442.381	27.308.100	159.374.158	2.103.134	
-Clientes Institucionales	41.898.466	4.626.805	5.783.947	1.308.893	1.240.029	937.679	1.263.186	962.708	818.783	22.478.390	81.318.886	4.588.469	
Provisión Deterioro	(507.727)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.496.592)	(2.841.657)	(1.994.583)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(60.673.395)	(92.131.473)	-	
Servicios no facturados	205.202.092	-	-	-	-	-	-	-	-	-	205.202.092	699.393	
Servicios facturados	227.292.426	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237	4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	457.125.916	19.841.605	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483	
Total Provisión Deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)	(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	687.734.623	70.100.738	28.635.214	5.175.815	3.659.456	23.780.492	3.187.523	2.050.462	1.392.707	29.389.659	855.106.689	181.381.483	



- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al										Total cartera bruta M\$
	31-12-2014										
	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	363.410.191	14.146.157	2.333.183	782.547	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	58.343.089	439.788.629
-Grandes Clientes	293.422.775	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.395.295
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.353.634
-Otros	21.633.782	7.496.899	-	219.539	-	-	-	-	-	54.689.480	84.039.700
Cartera repactada	8.718.298	39.427	34.852	44.248	31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.718.298	39.427	34.852	44.248	31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	525.246.141	86.943.116	33.892.701	18.050.883	5.352.541	5.699.169	4.838.369	3.396.504	2.318.979	90.450.635	776.189.038
-Clientes Masivos	359.557.387	61.876.128	22.363.672	5.224.924	3.690.220	3.176.315	2.587.866	1.727.709	1.291.303	37.131.908	498.627.432
-Grandes Clientes	121.295.659	17.592.569	5.739.993	2.818.594	627.109	977.296	1.390.709	1.219.723	595.298	32.199.320	184.456.270
-Clientes Institucionales	44.393.095	7.474.419	5.789.036	10.007.365	1.035.212	1.545.558	859.794	449.072	432.378	21.119.407	93.105.336
Cartera repactada	5.689.256	5.765.934	3.553.767	1.864.096	1.537.914	1.373.338	1.163.470	1.072.423	956.984	27.592.136	50.569.318
-Clientes Masivos	3.845.451	4.234.303	2.110.934	1.314.417	1.093.224	931.394	749.443	660.954	555.345	12.320.248	27.815.713
-Grandes Clientes	1.197.671	1.052.707	298.969	128.194	86.152	91.274	70.027	70.088	69.219	942.702	4.007.003
-Clientes Institucionales	646.134	478.924	1.143.864	421.485	358.538	350.670	344.000	341.381	332.420	14.329.186	18.746.602
Total cartera bruta	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654



Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2013										Total cartera bruta M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	249.737.185	5.280.033	157.913	258.987	70.393	21.226.096	1.050	118	845	56.319.709	333.052.329
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.079.880
-Otros	22.094.584	4.528.788	-	189.965	-	-	-	-	-	53.226.496	80.039.833
Cartera repactada	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483	9.672	10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	425.951.170	73.644.093	29.948.984	6.052.478	5.149.627	3.446.070	4.003.666	2.908.926	1.904.103	61.355.644	614.364.761
-Clientes Masivos	311.636.104	53.508.995	19.066.515	3.774.662	3.565.936	2.138.523	2.465.002	1.390.128	893.718	25.718.451	424.158.034
-Grandes Clientes	72.852.582	16.020.452	5.476.620	1.282.142	585.550	596.036	916.028	801.919	393.396	26.640.353	125.565.078
-Clientes Institucionales	41.462.484	4.114.646	5.405.849	995.674	998.141	711.511	622.636	716.879	616.989	8.996.840	64.641.649
Cartera repactada	6.543.349	5.514.950	2.469.529	1.544.592	1.274.610	1.148.731	1.378.146	929.456	760.394	26.399.492	47.963.249
-Clientes Masivos	5.776.933	4.440.736	1.969.835	1.077.643	916.293	807.604	665.572	576.953	509.615	12.250.195	28.991.379
-Grandes Clientes	330.434	562.054	121.596	153.729	116.431	114.959	72.024	106.674	48.985	667.747	2.294.633
-Clientes Institucionales	435.982	512.160	378.098	313.220	241.886	226.168	640.550	245.829	201.794	13.481.550	16.677.237
Total cartera bruta	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113	25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700



ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA:

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

Pais	COLOMBIA		PERU				ARGENTINA				BRASIL		CHILE				TOTAL			
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014	31.12.13	31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013	
	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia
BALANCE																				
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	341.882	954.995	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	287.822	33.766	-	-	629.704	33.766	954.995	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras																				
cuentas por cobrar corrientes	87.752.705	84.404.133	33.292.452	4.920.460	26.629.808	5.339.016	35.563.152	2.247.911	48.755.112	3.817.585	90.300.184	77.516.936	250.102.288	10.403.137	136.281.723	7.535.000	497.010.780	17.571.508	373.587.711	16.691.601
Total Activo estimado	88.094.587	85.359.128	33.292.452	4.920.460	26.629.808	5.339.016	35.563.152	2.247.911	48.755.112	3.817.585	90.300.184	77.516.936	250.390.110	10.436.903	136.281.723	7.535.000	497.640.484	17.605.274	374.542.706	16.691.601
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	52.558	30.540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.618.986	-	-	-	1.671.544	-	30.540	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	34.554.825	26.984.192	17.797.573	5.876.893	12.632.714	4.456.427	14.539.649	6.529	16.840.117	110.013	94.328.804	62.564.114	92.863.118	9.251.403	102.236.168	7.243.576	254.083.969	15.134.825	221.257.304	11.810.017
Total Pasivo estimado	34.607.384	27.014.731	17.797.573	5.876.893	12.632.714	4.456.427	14.539.649	6.529	16.840.117	110.013	94.328.804	62.564.114	94.482.104	9.251.403	102.236.168	7.243.576	255.755.513	15.134.825	221.287.844	11.810.017
Ventas de Energía	98.576.666	83.210.699	32.952.994	4.870.288	26.785.207	5.209.834	35.026.530	2.405.065	54.694.446	4.283.230	95.662.603	79.956.964	241.947.482	10.436.903	136.281.723	7.535.000	504.166.276	17.712.256	380.929.039	17.028.064
Compra de Energía	35.521.113	26.846.102	17.619.843	5.817.077	12.433.292	4.242.434	14.273.820	7.326	18.894.180	123.432	99.930.460	64.533.467	84.266.057	9.251.403	102.236.168	7.243.576	251.611.293	15.075.805	224.943.209	11.609.443



ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2014				31-12-2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	17.186.972	157.069.570	635.121.059	809.377.601	-	486.237.522	-	486.237.522
Entre 31 y 60 días	-	10.354.996	2.848.853	13.203.849	-	17.113.218	-	17.113.218
Entre 61 y 90 días	-	-	376.364	376.364	-	147.869	-	147.869
Entre 91 y 120 días	-	-	376.364	376.364	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	3.010.909	3.010.909	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	2.516.362	2.516.362	-	-	-	-
Total	17.186.972	167.424.566	644.249.911	828.861.449	-	503.498.609	-	503.498.609

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-12-2014				31-12-2013			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 180 días	-	1.137.018	-	1.137.018	-	-	-	-
Total	-	1.137.018	-	1.137.018	-	-	-	-