



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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

**correspondientes al periodo terminado
al 30 de junio de 2015**

ENERSIS S.A. y FILIALES

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 3 secciones:

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

Informe de Revisión del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores de
Enersis S.A.

Hemos revisado el estado de situación financiera consolidado intermedio de Enersis S.A. y filiales al 30 de junio de 2015 adjunto y los estados de resultados integrales consolidados intermedios por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2015 y los correspondientes estados intermedios de cambios en el patrimonio neto consolidado y de flujos de efectivo consolidado por el período de seis meses terminados en esa fecha.

Responsabilidad de la Administración por estados financieros

La Administración de Enersis S.A. es responsable por la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, descritas en la Nota 2 a los estados financieros consolidados intermedios. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y el mantenimiento de un control interno suficiente para proporcionar una base razonable para la preparación y presentación razonable de la información financiera intermedia, de acuerdo con el marco de preparación y presentación de información financiera aplicable.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad es realizar nuestra revisión de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile aplicables a revisiones de la información financiera intermedia. Una revisión de la información financiera intermedia consiste principalmente en aplicar procedimientos analíticos y efectuar indagaciones a las personas responsables de los asuntos contables y financieros. Es substancialmente menor en alcance que una auditoría efectuada de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, cuyo objetivo es la expresión de una opinión sobre la información financiera. Por lo tanto, no expresamos tal tipo de opinión.

No hemos revisado los estados financieros intermedios de ciertas filiales, negocios conjuntos y asociadas, cuyos estados financieros intermedios reflejan activos ascendentes a un 34,1% del estado de situación financiera consolidado intermedio al 30 de junio de 2015, e ingresos que representan un 34,1% y 31,3% de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por naturaleza consolidados por el período de seis meses terminados el 30 de junio de 2015 y 2014, respectivamente. Dichos estados financieros intermedios fueron revisados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestro informe aquí presentado, en la medida en que se relaciona con las cifras de esas sociedades en los períodos que corresponda, está basado únicamente en tales informes.

Conclusión

Basados en nuestra revisión y en los informes de revisión de otros auditores, no tenemos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté 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 intermedios.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros consolidados intermedios, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió el Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se hubieran producido 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 (Normas Internacionales de Información Financiera) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Sin embargo, a pesar que fueron preparados sobre bases distintas, los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los períodos de seis meses terminados en esas fechas, que se presentan para efectos comparativos, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, han sido registrados en los resultados de ambos períodos.

Otros Asuntos

Estado de Situación Financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2014.

Con fecha 29 de enero de 2015, emitimos una opinión sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de Enersis S.A. y filiales en los cuales se incluye el estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014 que se presenta en los estados financieros consolidados intermedios adjuntos, además de sus correspondientes notas.

Estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2014.

Los estados consolidados intermedios de resultados integrales por los períodos de seis y tres meses terminados el 30 de junio de 2014 y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el período de seis meses terminado en esa fecha y sus correspondientes notas, fueron revisados por nosotros y nuestro informe de fecha 24 de julio de 2014 indica que no teníamos conocimiento de cualquier modificación significativa que debiera hacerse a la información financiera intermedia para que esté de acuerdo con NIC 34 Información Financiera Intermedia, incorporada en las Normas Internacionales de Información Financiera.



Emir Rahil A.

Santiago, 27 de julio de 2015

EY LTDA.

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 30 de junio de 2015 (no auditado) y 31 de diciembre de 2014 (En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	966.655.431	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	8	89.945.018	99.455.403
Otros activos no financieros corriente		185.444.471	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	1.678.308.147	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10	19.331.192	18.441.340
Inventarios corrientes	11	136.301.024	133.520.154
Activos por impuestos corrientes	12	156.926.402	110.572.522
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		3.232.911.685	3.923.519.925
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	-	7.978.963
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		3.232.911.685	3.931.498.888
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	494.328.965	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes		74.954.058	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	267.951.666	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	453.841	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	77.591.728	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	1.120.680.679	1.168.212.056
Plusvalía	16	1.372.534.891	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	17	8.413.479.832	8.234.215.719
Propiedad de inversión	18	8.231.170	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	19	145.703.823	193.637.874
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.975.910.653	11.989.823.428
TOTAL DE ACTIVOS		15.208.822.338	15.921.322.316

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 30 de junio de 2015 (no auditado) y 31 de diciembre de 2014
(En miles de pesos)**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	552.883.092	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	1.755.232.816	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	56.628.808	143.680.622
Otras provisiones corrientes	24	92.757.657	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	12	23.728.917	115.472.313
Otros pasivos no financieros corrientes		125.480.112	129.275.589
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.606.711.402	3.189.333.837
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	-	5.488.147
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.606.711.402	3.194.821.984
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	3.087.036.928	3.289.097.528
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	243.758.656	159.385.521
Otras provisiones no corrientes	24	259.850.215	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	19	466.917.710	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	249.920.355	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes		45.064.857	53.262.800
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		4.352.548.721	4.447.281.586
TOTAL PASIVOS		6.959.260.123	7.642.103.570
PATRIMONIO			
Capital emitido	26.1	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias acumuladas		3.217.710.316	3.051.734.445
Otras reservas	26.5	(2.863.727.707)	(2.654.206.384)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		6.158.430.595	6.201.976.047
Participaciones no controladoras	26.6	2.091.131.620	2.077.242.699
PATRIMONIO TOTAL		8.249.562.215	8.279.218.746
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		15.208.822.338	15.921.322.316

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

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2015 M\$	2014 M\$	2015 M\$	2014 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	3.463.217.417	3.173.127.177	1.723.004.517	1.671.750.329
Otros ingresos, por naturaleza	27	279.876.610	206.304.371	144.058.265	135.884.302
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		3.743.094.027	3.379.431.548	1.867.062.782	1.807.634.631
Materias primas y consumibles utilizados	28	(2.168.856.692)	(1.956.243.314)	(1.114.114.778)	(1.042.950.272)
Margen de Contribución		1.574.237.335	1.423.188.234	752.948.004	764.684.359
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	41.930.528	31.427.277	26.028.787	16.512.535
Gastos por beneficios a los empleados	29	(304.922.426)	(246.979.913)	(152.777.758)	(127.753.102)
Gasto por depreciación y amortización	30	(231.405.485)	(225.406.031)	(114.046.370)	(114.098.275)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	30	(22.974.198)	(21.037.764)	(11.971.841)	(13.488.505)
Otros gastos por naturaleza	31	(313.384.202)	(280.909.803)	(152.865.685)	(140.611.952)
Resultado de Explotación		743.481.552	680.282.000	347.315.137	385.245.060
Otras ganancias (pérdidas)	32	8.017.285	27.491.549	3.845.695	22.667.811
Ingresos financieros	33	142.492.739	89.881.777	99.367.898	15.953.956
Costos financieros	33	(217.116.220)	(243.515.579)	(106.109.078)	(143.245.962)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	6.798.783	10.111.926	5.301.337	3.140.992
Diferencias de cambio	33	(9.723.395)	(46.264.903)	(2.086.099)	(15.298.165)
Resultado por unidades de reajuste	33	(1.721.654)	(4.761.525)	(1.591.984)	(709.737)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		672.229.090	513.225.245	346.042.906	267.753.955
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	34	(211.088.039)	(169.989.131)	(115.986.015)	(44.712.662)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		461.141.051	343.236.114	230.056.891	223.041.293
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		461.141.051	343.236.114	230.056.891	223.041.293
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		288.007.544	191.273.359	134.933.108	114.462.415
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	173.133.507	151.962.755	95.123.783	108.578.878
GANANCIA (PÉRDIDA)		461.141.051	343.236.114	230.056.891	223.041.293
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	5,87	3,90	2,75	2,33
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	5,87	3,90	2,75	2,33
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	5,87	3,90	2,75	2,33
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	5,87	3,90	2,75	2,33
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - junio		abril - junio	
		2015 M\$	2014 M\$	2015 M\$	2014 M\$
Ganancia (Pérdida)		461.141.051	343.236.114	230.056.891	223.041.293
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	-	-	-	(62.793)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		-	-	-	(62.793)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(243.173.564)	401.756.235	112.111.350	134.130.230
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(567.731)	2.221	(302.268)	(237)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	14.1	147.178	(1.259.937)	147.833	(800.141)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(52.416.617)	(41.105.069)	(20.661.873)	(11.634.572)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		4.141.202	(8.673.529)	2.224.109	(5.137.667)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		(291.869.532)	350.719.921	93.519.151	116.557.613
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(291.869.532)	350.719.921	93.519.151	116.494.820
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		-	-	-	12.559
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período		-	-	-	12.559
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		12.820.167	8.720.786	4.776.838	2.919.566
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(1.031)	(444)	136	48
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		12.819.136	8.720.342	4.776.974	2.919.614
Total Otro resultado integral		(279.050.396)	359.440.263	98.296.125	119.426.993
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		182.090.655	702.676.377	328.353.016	342.468.286
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		79.138.853	450.110.691	217.712.651	194.353.421
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		102.951.802	252.565.686	110.640.365	148.114.865
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		182.090.655	702.676.377	328.353.016	342.468.286

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los períodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados)

(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 01/01/2015	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
Cambios en patrimonio												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									288.007.544	288.007.544	173.133.507	461.141.051
Otro resultado integral			(187.334.364)	(21.321.141)	-	(213.186)	-	(208.868.691)		(208.868.691)	(70.181.705)	(279.050.396)
Resultado integral										79.138.853	102.951.802	182.090.655
Dividendos									(122.031.673)	(122.031.673)	(89.840.826)	(211.872.499)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	(652.632)	(652.632)	-	(652.632)	777.945	125.313
Total de cambios en patrimonio	-	-	(187.334.364)	(21.321.141)	-	(213.186)	(652.632)	(209.521.323)	165.975.871	(43.545.452)	13.888.921	(29.656.531)
Saldo Final al 30/06/2015	5.804.447.986	-	(152.179.490)	(90.725.818)	-	(199.140)	(2.620.623.259)	(2.863.727.707)	3.217.710.316	6.158.430.595	2.091.131.620	8.249.562.215

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)									191.273.359	191.273.359	151.962.755	343.236.114
Otro resultado integral			285.507.255	(25.916.403)	-	2.190	(755.710)	258.837.332		258.837.332	100.602.931	359.440.263
Resultado integral										450.110.691	252.565.686	702.676.377
Dividendos									(131.702.830)	(131.702.830)	(249.576.773)	(381.279.603)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	22.258	22.258	-	22.258	(22.258)	-
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			28.477.104				(104.687.971)	(76.210.867)	-	(76.210.867)	(57.887.091)	(134.097.958)
Total de cambios en patrimonio	-	-	313.984.359	(25.916.403)	-	2.190	(105.421.423)	182.648.723	59.570.529	242.219.252	(54.920.436)	187.298.816
Saldo Final al 30/06/2014	5.669.280.725	158.759.648	257.962.343	(29.003.129)	-	14.001	(2.519.444.909)	(2.290.471.694)	2.873.204.826	6.410.773.505	2.283.990.172	8.694.763.677

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los periodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 (no auditados)

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - junio	
		2015 M\$	2014 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		4.272.577.726	3.585.941.313
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		17.194.824	22.903.128
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		8.104.240	8.643.042
Otros cobros por actividades de operación		344.500.918	395.129.359
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(2.372.420.889)	(2.185.955.505)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(285.869.652)	(243.413.854)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.661.471)	(13.616.624)
Otros pagos por actividades de operación		(828.307.044)	(698.546.142)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(312.257.287)	(280.274.412)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(137.952.802)	(108.106.854)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		690.908.563	482.703.451
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	6.639.653	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		-	(37.654.762)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		218.239.481	771.312.301
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(220.590.653)	(322.393.446)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.295.000)	(2.805.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		7.100	54.770
Compras de propiedades, planta y equipo		(621.018.144)	(368.057.391)
Compras de activos intangibles		(115.314.105)	(120.018.812)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		-	2.037.930
Compras de otros activos a largo plazo		-	(1.728.730)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(2.342.493)	(7.841.165)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		8.062.035	8.393.525
Dividendos recibidos		5.236.063	9.543.359
Intereses recibidos		29.765.506	49.695.743
Otras entradas (salidas) de efectivo		6.307.226	11.787.717
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(687.303.331)	(7.673.961)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		(2.374.346)	(133.831.124)
Total importes procedentes de préstamos		182.979.268	510.744.589
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		43.637.133	490.626.677
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		139.342.135	20.117.912
Pagos de préstamos		(214.313.507)	(465.170.104)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(9.602.214)	(8.238.907)
Dividendos pagados		(532.035.365)	(550.548.324)
Intereses pagados		(142.858.007)	(133.157.904)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(13.978.913)	(128.453.665)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(732.183.084)	(908.655.439)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		(728.577.852)	(433.625.949)
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		(9.541.910)	49.985.496
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(738.119.762)	(383.640.453)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7	1.704.775.193	1.606.387.569
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7	966.655.431	1.222.747.116

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, juicios y estimaciones realizadas.....	14
2.4	Entidades filiales.....	15
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	16
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	16
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	16
2.5	Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos	16
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	17
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	19
a)	Propiedades, planta y equipo.....	19
b)	Propiedad de inversión.....	21
c)	Plusvalía.....	21
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	22
d.1)	Concesiones.....	22
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	23
d.3)	Otros activos intangibles.....	23
e)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	23
f)	Arrendamientos.....	24
g)	Instrumentos financieros.....	24
g.1)	Activos financieros no derivados.....	25
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	26
g.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	26
g.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	26
g.5)	Derivados y operaciones de cobertura.....	26
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	27
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	28
g.8)	Contratos de garantías financieras.....	28
h)	Medición del valor razonable.....	28
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	29
j)	Inventarios.....	29
k)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	29
l)	Acciones propias en cartera.....	30
m)	Provisiones.....	30
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	30
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	31
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	31
p)	Impuesto a las ganancias.....	31
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	32
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:.....	41

5.	COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA	44
6.	AUMENTO DE CAPITAL	47
7.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	49
8.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	50
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	50
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	52
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	52
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	52
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	53
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	54
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia	55
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	57
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	57
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	57
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	57
11.	INVENTARIOS.....	58
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	58
13.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	59
14.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	60
14.1.	Inversiones contabilizadas por el método de participación	60
15.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	62
16.	PLUSVALÍA.....	64
17.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	66
18.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	69
19.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	71
20.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	74
20.1	Préstamos que devengan intereses.....	74
20.2	Obligaciones No Garantizadas	76
20.3	Obligaciones Garantizadas.....	76
20.4	Deuda de cobertura.....	80
20.5	Otros aspectos.....	80
21.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	80
21.1	Riesgo de tasa de interés.....	80
21.2	Riesgo de tipo de cambio.....	81
21.3	Riesgo de commodities.....	81
21.4	Riesgo de liquidez.....	82
21.5	Riesgo de crédito.....	82
21.6	Medición del riesgo.....	83
22.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	84
22.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	84
22.2	Instrumentos derivados.....	85
22.3	Jerarquías del valor razonable.....	87
23.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	88
24.	PROVISIONES.....	89
25.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	90
25.1	Aspectos generales:	90
25.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	90
26.	PATRIMONIO.....	95
26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	95
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	97
26.3	Gestión del capital.....	97
26.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	97

26.5	Otras Reservas.....	97
26.6	Participaciones no controladoras.....	98
27.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	101
28.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	102
29.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	102
30.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	102
31.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	103
32.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	103
33.	RESULTADO FINANCIERO.....	104
34.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	105
35.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	106
35.1	Criterios de segmentación.....	106
35.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	107
35.3	Países.....	110
35.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	113
36.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	119
36.1	Garantías directas.....	119
36.2	Garantías Indirectas.....	119
36.3	Litigios y arbitrajes.....	120
36.4	Restricciones financieras.....	135
36.5	Otras informaciones.....	139
37.	DOTACIÓN.....	142
38.	SANCIONES.....	143
39.	MEDIO AMBIENTE.....	157
40.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	159
41.	HECHOS POSTERIORES.....	161
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:.....	168
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:.....	170
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:.....	171
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:.....	172
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:.....	177
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:.....	179
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:.....	182
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE:.....	186
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:.....	187

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 30 DE JUNIO DE 2015. (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 12.416 trabajadores al 30 de junio de 2015. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer semestre 2015 fue de 12.296 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 2014 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 29 de enero de 2015, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2015, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional 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 intermedios de Enersis al 30 de junio de 2015, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 de julio 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.

Con fecha 17 de octubre de 2014, mediante la emisión del Oficio Circular N° 856, la SVS instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción de la SVS es la única que contraviene las NIIF (ver nota 3p y 19c). La aplicación del Oficio N° 856 de la SVS vino a modificar el marco de preparación y presentación de estados financieros utilizado por Enersis, ya que el anterior (NIIF), requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Al 30 de Junio de 2015 y 2014, las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos han sido registradas contra resultados del periodo, en consideración a que a dichas fechas la aplicación de diferentes marcos normativos no presentan diferencias sobre esta materia.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014.

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

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF y a las instrucciones de la SVS.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>El objetivo de esta enmienda es 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>

La nueva normativa adoptada, que ha entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2015, no ha tenido efecto en los estados financieros consolidados intermedios de Enersis y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2016 y siguientes:

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a 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 intangibles 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>
<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 Revelación</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 con el objetivo de alentar 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>Estas modificaciones de alcance restringido aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus filiales. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016.</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas

Aplicación obligatoria para:

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes

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).

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017

NIIF 9: Instrumentos Financieros

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:

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.

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.

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.

Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018

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 intermedios de Enersis y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.

La información contenida en estos estados financieros consolidados intermedios es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF y las instrucciones de la SVS.

En la preparación de los estados financieros consolidados intermedios 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.h. 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 intermedios. (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 intermedios, 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 intermedios, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enersis", se describe la relación de Enersis con cada una de sus filiales.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Con fecha 9 de enero de 2015, Endesa Chile, filial de Enersis, formalizó la venta del 100% de sus acciones en la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A., por un monto de M\$ 25.000.000 (ver nota 32).

La salida de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. del perímetro de consolidación de Enersis supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 871.022 en los activos corrientes, M\$ 7.107.941 en los activos no corrientes, M\$ 3.698.444 en los pasivos corrientes y de M\$ 1.789.703 en los pasivos no corrientes.

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.

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 intermedios, 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. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, 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 el valor razonable 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, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores 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 período.

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 5,1% y un 9,02% al 30 de junio de 2015 (5,3% y 8,37% al 30 de junio de 2014). El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 37.271.551 y M\$ 24.127.420 durante los periodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014, respectivamente (ver Nota 33).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 36.490.790 y M\$ 26.009.326 durante los periodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014, 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 al menos una vez al año 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	72 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	8 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	72 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	72 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	12 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	2001	30 años	16 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	5 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	7 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.

Una propiedad de inversión se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de propiedades de inversión, se reconocen en los resultados del ejercicio y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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 los activos netos adquiridos de la filial, todo medido 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 30 de junio de 2015 y 2014, 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.

Un activo intangible se da de baja cuando se enajene o disponga de la misma por otra vía, o cuando no se espere obtener beneficios económicos futuros por su utilización, enajenación o disposición por otra vía.

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas de activos intangibles, se reconocen en los resultados del ejercicio y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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 periodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 30 de junio de 2015 y 2014, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 5.439.738 y M\$ 5.417.951, 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 Servicos 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 disponible para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 8).

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

El Grupo registra 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 periodo. El monto de estos gastos al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 ascendió a M\$ 438.952 y M\$ 284.867, 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 no financieros.

A lo largo del periodo 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 UGEs 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 periodo.

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 UGEs 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 periodos 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.

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:

- **Préstamos y cuentas por cobrar:** las 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 mantenidas hasta el 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) Deterioro de valor de los 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 activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, 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 activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 8 y 22).
- Para el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.g.1.

g.4) 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.5) 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.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.

g.8) Contratos de garantías financieras

Los contratos de garantías financieras, entendiéndose como tales las garantías concedidas por el Grupo a favor de terceros, se reconocen inicialmente por su valor razonable, ajustando los costos de transacción que sean directamente atribuibles a la emisión de la garantía.

Con posterioridad a su reconocimiento inicial, los contratos de garantías financieras se valoran al mayor de:

- el valor determinado de acuerdo con la política contable de la Nota 3.m; y
- el valor inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada.

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".

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 de los estados financieros, 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.

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 de deterioro.

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 intermedios, 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 que la misma se concrete durante el periodo de doce meses siguientes a dicha fecha.

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

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta, o dejen de formar parte de un grupo de elementos enajenables, son valorados al menor de su valor contable antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en la que van a ser reclasificados a Activos no corrientes.

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 periodo. Al 30 de junio de 2015 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer semestre de 2015 y ejercicio 2014 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 periodo, 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 registran como un componente de “Otro resultado integral”, netas de su efecto impositivo, y se presenta 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. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

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 surgieron 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 19.c).

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 filiales, 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 visible 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 visible.

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, y se efectúan correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan 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 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 y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

- Generación y transmisión de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3).
- Distribución de energía eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el período, a los precios establecidos en los respectivos contratos o los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente (ver Nota 2.3).

Los ingresos ordinarios se contabilizan atendiendo al fondo económico de la operación y se reconocen cuando se cumplen todas y cada una de las siguientes condiciones:

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;
- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;
- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad,
- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y
- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

En contratos en los que el Grupo realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones.

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. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no puede ser estimado en forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

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 gastos se reconocen atendiendo a su devengo, de forma inmediata en el supuesto de desembolsos que no vayan a generar beneficios económicos futuros o cuando no cumplen los requisitos necesarios para registrarlos contablemente como activo.

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 el primer semestre de 2015 y ejercicio 2014, 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 por dividendo mínimo 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, entendiéndose por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.
- **Actividades de operación:** son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.
- **Actividades de inversión:** las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.
- **Actividades de financiación:** actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

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. Hasta enero de 2015, los clientes con una capacidad conectada entre 500 kW y 2.000 kW podían elegir su condición entre libres y regulados. El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial una modificación legal que incrementó el límite de 2.000 kW a 5.000 kW. Los alcances de esta modificación legal se incluyen más adelante.

Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 kW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen. Según se señaló anteriormente, este límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

(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. Este plazo de tres años cambió a cinco años, a raíz de la modificación legal publicada en enero de 2015.

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 de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Reforma Tributaria, la que incluyó 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.

El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial una modificación legal relativa a los procesos de licitación de energía destinada al consumo de los clientes regulados. Entre los cambios introducidos por esta modificación, se destacan, una mayor participación de la CNE en estos procesos, el aumento de tres a cinco años de la anticipación para el llamado a una licitación, la incorporación de un precio oculto o precio de reserva como precio techo de cada licitación, la posibilidad de postergar la entrega del suministro por parte de un adjudicatario en el caso de fuerza mayor, la incorporación de licitaciones de corto plazo, el tratamiento de la energía sin contratos y el incremento del límite para calificar como cliente regulado de 2.000 a 5.000 kW.

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 generadoras 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 (Central Costanera, Hidroeléctrica El Chocón, y Dock Sud) 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.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 482/2015, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2014 según Resolución 529/2014. Se incrementó en 28% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas y un 64% para centrales hidráulicas medianas. Los costos variables se ajustaron 23%, se exceptúa del pago del cargo variable de transporte eléctrico a las centrales hidroeléctricas y se establece un nuevo esquema de incentivos a la producción y la eficiencia operativa para centrales térmicas. La remuneración adicional aumentó 26% para los térmicos y 10% para las centrales hidráulicas medianas. El cargo para mantenimientos no recurrentes de centrales térmicas se incrementan un 17% y se crea el mismo concepto para las centrales hidráulicas en 8 \$/MWh. Finalmente, crea un nuevo cargo, de 15,8 \$/MWh para centrales térmicas y 6,3 \$/MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, el cual será de aplicación de febrero de 2015 hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos. La nueva generación tendrá una remuneración adicional igual al 50% de la remuneración adicional directa según tecnología por el lapso de 10 años. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2015.

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 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, 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).

En Diciembre/14 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmarán un aditivo al contrato de concesión 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. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permiten la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

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. En marzo de 2015 fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014. Fue aprobado también un alargamiento del plazo de pago de todos los préstamos, que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015

ANEEL aprobó en noviembre de 2014 un reglamento que permitió que las distribuidoras reconocieran activos y pasivos regulatorios. 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 autorizó la aplicación del sistema de banderas tarifarias a partir de enero de 2015.

El sistema consiste en la recogida de una tasa adicional que se aplica a todos los consumidores cautivos cada vez que el coste real de la generación de energía del sistema alcanza ciertos niveles.

El mecanismo de la bandera tarifaria se rige por el color que cambia todos los meses: 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.

En marzo de 2015 los valores de las banderas fueron revisto por la ANEEL. La bandera amarilla pasó a ser de 2,5 R\$ por cada 100 kWh y la bandera roja de 5,5 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. O sea, los consumidores se den cuenta de un reajuste tarifario menor, puesto que ya están pagando un mayor valor durante el mes.

Por el contrario, distribuidores deben utilizar estos ingresos adicionales para cumplir con los pagos de compra de energía que son más grandes que los que figuran en la cobertura tarifaria.

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, creando 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. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 de 2014 el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Así mismo, la CREG publicó la resolución 24 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la resolución 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW. Adicionalmente, la CREG expidió la resolución 11 de 2015 que promueve mecanismos de respuesta de la demanda.
- *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 5.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 5.000 kW necesariamente son clientes libres. El límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

(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 23 de junio, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 12T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2015,

Con fecha 22 de mayo, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de octubre de 2014.

Con fecha 12 de mayo, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial los decretos 2T y 3T, que fijan los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre y 1 de octubre de 2014 respectivamente.

Durante el primer semestre de 2015, nuestra filial Chilectra reconoció provisiones por ventas y compras de energía y potencia, las cuales generaron una utilidad neta de M\$ 20.480.780 (utilidad neta por M\$ 75.313.324 en el ejercicio 2014), como resultado de la aplicación del decreto Precio Nudo Promedio (PNP).

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 periodos 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 por las notas Secretaria de Energía N°6852/2013, N° 4012 N°486 y N° 1136 hasta 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.

En marzo del 2015 la Secretaria de Energía emitió la Resolución SE N°32/2015 en la cual se establece a partir del 1° de febrero de 2015 un NUEVO CUADRO TARIFARIO TEÓRICO sin traslado del mismo a las tarifas de los clientes. La diferencia entre el cuadro teórico y el aplicado a usuarios se constituye en un ingreso adicional provisorio de la distribuidora y, siendo, esta determinada por el ENRE, y CAMMESA la encargada de transferir dichos fondos. La resolución establece que los mismos son considerados a cuenta de la futura RTI. Instruyendo a su vez al ENRE a comenzar a efectuar las acciones previas para la realización de la misma,

De igual forma, y a partir de la misma fecha, la norma establece que los fondos originados en el PUREE pasen a ser un ingreso genuino de la distribuidora como reconocimiento de mayores costos. Adicionalmente mantiene la financiación de las inversiones a través del Cargo ENRE 347/12 y de presentamos enmarcados en la Resolución SE 10/2014.

En lo que se refiere a la situación anterior al 31 de enero 2015 la norma extendió la compensación MMC- PUREE a dicha fecha y permitiendo la cancelación efectiva entre el crédito de la distribuidora con la deuda por la Factura de Energía con CAMMESA. El saldo remanente se deberá cancelar mediante un plan de pago a definir. En cuanto a la definición de la deuda entre EDESUR y CAMMESA la Secretaría de Energía definió que se determinen usando la tasa activa del Banco de la Nación Argentina tanto para los créditos como las deudas de Edesur, y sin considerar los recargos de CAMMESA previstos en Los Procedimientos.

La norma requiere a la Compañía la presentación de un Plan de Inversiones para su aprobación y realización durante el año 2015. Así como, presentar el desistimiento de las acciones judicial que se hubieran iniciado y el Compromiso sobre el Uso de los ingresos adicionales recibidos (entre ellos el no pago de dividendos)

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.

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).

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.

En 01 de marzo de 2015, a través de la Resolución N°1858/2015, Coelce tuvo revisión extraordinaria, cuando su tasa se incrementó en 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos (Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2015 para el período 2015-2019, aplicada desde el 22 de abril de 2015 y es provisional porque no se aprobaron las metodologías de revisión tarifaria en el tiempo. El aumento adicional promedio de las tarifas fue de 11,69%, según el aprobado en la Resolución N°1882/2015. En

2016, se calculará la revisión final y las diferencias positivas y negativas derivadas de la aplicación de la nueva metodología se incluirán en el reajuste de 2016.

En virtud de su contrato de concesión, Ampla tuvo el aumento de la tasa el 15 de marzo de 2015. El incremento de las tarifas promedio fue de 42,19%, según lo aprobado en la Resolución N° 1.861/2015 y fue revisada el 08 de abril debido a la ampliación del plazo para el pago de los fondos cuenta ACR. Con esta nueva aprobación, Resolución n° 1.869/2015, las nuevas tarifas tienen un efecto promedio para los consumidores cautivos de 37,34%.

Aneel aprobó el resultado de la primera revisión periódica de CIEN. Desde el 1 de julio de 2015, las tasas se ajustaron por -7.49%, según lo aprobado en la Resolución n° 1.902/2015.

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 se 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 periodo 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.

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución 179 de 2014, en el cual se propone la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado. Los ingresos anuales estarán determinados por una Base Regulada de Activos (BRA) Neta y una tasa de retorno (Por definir en resolución separada) más la Recuperación del Capital. Se incluye un ingreso anual por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad.

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 cuarto trimestre de 2015.

En lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, En enero de 2015, la CREG expidió la Resolución 180 de 2014, en la que se definió la nueva metodología de remuneración de comercialización; la solicitud del cargo base de comercialización bajo la nueva metodología y del riesgo de cartera para CODENSA se realizó en el mes de marzo y se espera que se publique la resolución particular el tercer trimestre de año 2015

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 periodo 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 periodo 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.

En consecuencia, el Grupo alcanzó un 100% de control sobre 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 Paposó.

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 del ejercicio 2014. 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\$
Precio pagado total	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos	(16.070.521)
Total pagado en efectivo	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 2014 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 valores razonables 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 surgieron 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.

d) Plusvalía

	M\$
Precio pagado en efectivo	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\$ 135.600.682.

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 fueron registrados en el rubro “otras ganancias (pérdidas)” del estado de resultados integrales consolidado en el ejercicio 2014.

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 efectuó la correspondiente redistribución de los componentes de otros resultados integrales. En este sentido se registró 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 determinó a prorrata de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., se atribuyó a los accionistas de Enersis la proporción que les correspondía 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 Camsa 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 reervas 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo en caja	1.844.417	1.264.361
Saldos en bancos	93.636.274	283.305.826
Depósitos a corto plazo	481.337.756	922.909.741
Otros instrumentos de renta fija	389.836.984	497.265.563
Total	966.655.431	1.704.745.491

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. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

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

Moneda	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
\$ Chilenos	624.256.258	687.912.363
\$ Argentinos	28.894.887	29.065.256
\$ Colombianos	59.333.154	357.337.537
Real Brasileño	119.256.998	197.723.752
Nuevo Sol Peruano	16.750.734	105.282.911
US\$ Estadounidenses	118.163.400	327.423.672
Total	966.655.431	1.704.745.491

- c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de filiales, al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014.

Adquisiciones de subsidiarias	30-06-2015 M\$	31-12-2014 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 equivalente al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	966.655.431	1.704.745.491
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	-	29.702
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	966.655.431	1.704.775.193

(*) Ver nota 13.

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

Pérdida de control en subsidiarias	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias (*)	25.000.000	57.173.142
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	(18.360.347)	(16.311.571)
Total neto	6.639.653	40.861.571

(*) Ver nota 2.4.1. y nota 32.

8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.598.555	4.275.183
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	34.861	31.044
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	455.519.441	492.923.605
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	51.965.688	38.301.763	21.880.798	26.340.396
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.060.173	1.414.588	13.295.310	7.229.290
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	36.350.650	52.677.337	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	568.507	7.061.715	-	22.002
Total	89.945.018	99.455.403	494.328.965	530.821.520

(*) 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-06-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	2.005.087.079	267.951.666	1.844.027.889	291.641.675
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.612.355.442	173.749.089	1.275.999.654	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	392.731.637	94.202.577	568.028.235	88.709.195

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-06-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.678.308.147	267.951.666	1.681.686.903	291.641.675
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.292.885.242	173.749.089	1.120.897.826	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	385.422.905	94.202.577	560.789.077	88.709.195

(1) Incluye principalmente al 30 de junio de 2015, cuentas por cobrar al personal por M\$ 24.170.628 (M\$ 31.042.105 al 31 diciembre de 2014); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ -.- (M\$ 253.484.218 al 31 de diciembre de 2014); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 54.500.655 (M\$-.- al 31 de diciembre de 2014) (ver nota 4.2),

Impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 162.900.774 (M\$ 157.439.993 al 31 de diciembre de 2014); 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\$ 149.967.285 (M\$ 150.387.462 al 31 de diciembre de 2014).

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 período terminado al 30 de junio de 2015 y 2014.

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

b) Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, 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	
	30-06-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	204.904.122	152.844.247
Con antigüedad entre tres y seis meses	25.904.214	14.297.179
Con antigüedad entre seis y doce meses	53.989.343	63.606.398
Con antigüedad mayor a doce meses	16.319.614	51.972.887
Total	301.117.293	282.720.711

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 2014	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
Aumentos (disminuciones) del período (*)	20.989.426
Montos castigados	2.845.124
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(13.854.424)
Otros movimientos	154.457.820
Saldo al 30 de junio de 2015	326.778.932

(*) 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	
							30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	47.244	108.438	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	-	15.713	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	82.706	61.852	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	21.106	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	5.632	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	48.897	273.705	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	586	-	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	64	64	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	12.788	26.514	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	85.347	78.172	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	46.544	47.811	453.841	486.605
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	838.452	846.807	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	1.565.378	1.477.177	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	535.575	649.986	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	11.119.645	11.845.926	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	728.078	1.644.650	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	597.334	549.359	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	620.175	513.804	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	49.036	130.431	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	36.067	36.067	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	1.858.366	99.662	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	14.299	10.299	-	-
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\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	2.847	21.647	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	3.171	-	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	453.336	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	121.801	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	42.887	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	83.096	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	98.190	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	68.470	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	474	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	628	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	628	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	735	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	641	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	476	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	472	-	-	-
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	126.187	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.942	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	7.892	-	-	-
Total							19.331.192	18.441.340	453.841	486.605

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	76.236	77.779	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	73.806.006	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	37.220	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	37.861	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.619.175	1.708.804	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	142.954	163.661	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	750.920	335.962	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	30.314.479	19.808.375	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	4.874.465	2.881.032	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	303.966	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	764.550	1.102.253	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	37.165.229	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	144.884	25.746	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	225.531	296.242	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	59.783	305.654	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	522.099	41.136	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	-	9.900	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	91.927	68.371	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	359.808	767.673	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.392	73.730	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	415.824	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	207.002	99.837	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	49.416	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	73.947	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.454.355	2.024.190	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	243.076	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	540.558	553.346	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	19.797	-	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	220.739	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	154.711	157.762	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.116.790	1.029.940	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	4.280	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	23.982	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	278.597	129.492	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	68.164	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	45.497	-	-	-
Extranjera	Parque Eolico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	329.063	365.620	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	131.508	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.942.406	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	5.446.321	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	243.218	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	583.149	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	21.388	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.170.886	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	161.969	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	117.384	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	248.873	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	166.705	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	76.725	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	194.816	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	207.363	-	-	-
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	25.931	-	-	-
							56.628.808	143.680.622	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	30-06-2015 Totales M\$	30-06-2014 Totales M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	21.075	25.626
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	Intereses deuda financiera	-	(1.223.560)
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(75.577)	(21.978)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(11.632.231)	(17.064.422)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(69.949)	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	2.324.138
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Derivados de commodities	(2.099.320)	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(96.722.332)	(65.904.994)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(26.281.159)	(18.747.251)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	56.042
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	29.826	23.685
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	1.749.120	1.349.039
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	(44.924)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	236.907	436.814
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(913.670)	(642.074)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	(3.805)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	-	(12.399)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	-	34.253
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(3.201.221)	(2.954.602)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(136.301)	(91.077)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	162.971	54.649
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	201.047	838.384
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(40.612)	(1.850.441)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	19.876	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(1.710.334)	(1.777.518)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(361.510)	(139.705)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	82.863	80.151
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(20.057)	-
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	17.816	16.787
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(376.633)	(126.061)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	1.981.634	1.483.005
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	-	3.767
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	1.453.490	1.442.848
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(824.883)	(723.108)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	-	23.891
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	-	(3.322.616)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	-	(7.764.442)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	-	1.858.318
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	229.609
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Otros gastos fijos de explotación	-	(5.487)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(705.500)	(675.921)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	38.227	57.623
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(217.029)	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(131.508)	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(939.843)	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(29.945)	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	2.846	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	483	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(7.083.316)	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	69.768	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(6.389.676)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	154.094	-
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(25.931)	-
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	126.187	-
Extranjera	Enel Green Power Mexico	Mexico	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	6.020	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(13.287.923)	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	121.801	-
Extranjera	Quatiara Energía S.A.	Brasil	Matriz Común	Compras de Energía	(69.650)	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	482	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	480	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	484	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(993.686)	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	638	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(720.152)	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	638	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.202.530)	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.195.205)	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(470.712)	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.526.847)	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	747	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.022.740)	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	652	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	(231.498)	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	58.329	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(278.012)	(3.943.444)
Total					(174.493.915)	(116.656.276)

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 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 30 de junio de 2015 corresponde originalmente al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2015, sin perjuicio que, en sesión de Directorio celebrada el 30 de junio de 2015, 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 del 28 de abril de 2015.

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:

- 180 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 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 2015.

En el evento que un Director de Enersis S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o asociadas, 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 asociadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, asociadas, 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:

- 60,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 22,00 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 2015.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis al 30 de junio de 2015 y 2014:

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2015			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	junio 2015	-	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff (1)	Presidente	enero - junio 2015	69.889	-	-
Extranjero	Francesco Starace (2)	Vicepresidente	junio 2015	-	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - abril 2015	27.127	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar (3)	Director	enero - junio 2015	28.798	-	7.806
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera (3)	Director	junio 2015	6.146	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - junio 2015	34.945	-	9.854
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2015	34.945	-	9.854
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - abril 2015	19.716	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli (4)	Director	enero - junio 2015	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo (5)	Director	junio 2015	-	-	-
TOTAL				221.566	-	27.514

RUT	Nombre	Cargo	30-06-2014			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés (1)	Presidente	enero - junio 2014	56.853	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - junio 2014	40.316	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	enero - junio 2014	28.426	-	8.388
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - junio 2014	28.426	-	8.819
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - junio 2014	28.426	-	8.819
TOTAL				182.447	-	26.026

(1) 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. Con fecha 30 de junio de 2015 el Sr. Jorge Rosenblut renunció a su cargo y en su reemplazo asumió como Presidente el Sr. Francisco de Borja Acha Besga.

(2) El Sr. Francesco Starace fue nombrado como Vicepresidente con fecha 28 de abril de 2015. No percibe honorarios.

(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. Con fecha 26 de junio Doña Carolina Schmidt renunció a su cargo y en su reemplazo asumió el Sr. Herman Chadwick Piñera el 30 de junio de 2015.

(4) El Sr. Alberto de Paoli fue nombrado como Director en noviembre de 2014. No percibe honorarios.

(5) La Sra. Francesca Di Carlo fue nombrada como Director con fecha 28 de abril de 2015. No percibe honorarios.

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	Luca D'Agnesse (1)	Gerente General
7.750.368-4	Daniel Fernandez Koprach (2)	Subgerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allue (5)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Alain Rosolino	Gerente de Auditoría
24.852.388-3	Francesco Giogianni (6)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (3)	Gerente de Comunicación
10.664.744-5	Paola Visintini Vaccarezza (4)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo (7)	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

(1) El Sr. Luca D'agnese asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luigi Ferraris, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta esa misma fecha. El Sr. Luigi Ferraris había asumido el 12 de noviembre de 2014 como Gerente General en reemplazo del Sr. Ignacio Antoñanzas.

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

(3) 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.

(4) 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.

(5) 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.

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

(7) El Sr. Antonio Barreda Toledo asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente de Aprovisionamiento en reemplazo del Sr. Eduardo López Miller.

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.

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

	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Remuneración	737.052	1.555.850
Beneficios a corto plazo para los empleados	142.263	357.794
Otros beneficios a largo plazo	336.999	199.338
Total	1.216.314	2.112.982

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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Mercaderías	1.260.105	1.270.326
Suministros para la producción	41.156.702	43.547.980
Gas	6.211.196	1.407.285
Petróleo	19.813.554	20.642.086
Carbón	15.131.952	21.498.609
Otros inventarios (*)	93.884.217	88.701.848
Total	136.301.024	133.520.154
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	93.884.217	88.701.848
Repuestos	30.799.222	71.641.346
Materiales eléctricos	63.084.995	17.060.502

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de junio de 2015 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 328.215.704 (M\$ 263.596.767 al 30 de junio de 2014). Ver nota 28.

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Pagos provisionales mensuales	47.592.529	59.831.897
Crédito por utilidades absorbidas	10.610.744	20.104.186
Créditos por gastos de capacitación	150.000	301.800
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	80.395.828	28.047.776
Otros	18.177.301	2.286.863
Total	156.926.402	110.572.522

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Impuesto a la renta	23.728.917	115.472.313
Total	23.728.917	115.472.313

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. Finalmente la venta fue perfeccionada el 9 de enero de 2015 (ver nota 32).

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 primer semestre de 2015 y ejercicio 2014:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2015 M\$	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro resultado Integral M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 30/06/2015
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	10.777.659	-	2.512.621	(2.914.348)	283.363	147.178	-	10.806.473
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	15.198.935	-	2.423.433	(1.262.824)	707.810	-	-	17.067.354
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.818.168	-	34.382	-	95.795	-	-	1.948.345
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	453.015	-	(68.845)	-	(8.853)	-	-	375.317
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	19.657	-	16.147	-	(16.457)	-	-	19.347
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.144.557	2.295.000	(1.248.228)	-	-	-	-	7.191.329
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.426.004	-	304.250	-	-	-	-	6.730.254
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	32.795.615	-	853.819	-	(1.052.234)	-	-	32.597.200
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.084	1.013.831	(616.848)	(775)	-	-	405.292
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.084	957.373	(529.186)	(834)	-	-	436.437
Extranjera	Central Vuelta Obligada S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	-	14.451	-	-	(71)	-	-	14.380
TOTALES						73.633.610	2.327.619	6.798.783	(5.323.206)	7.744	147.178	-	77.591.728

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2014 M\$	Adiciones	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
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
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
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	559.615	-	1.099.143	-	159.410	-	-	1.818.168
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	550.047	-	(35.735)	-	(61.297)	-	-	453.015
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	21.641	-	34.719	-	(36.703)	-	-	19.657
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	69.684.864	3.315.000	(69.525.874)	-	-	-	2.670.567	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
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
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

(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) 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	30 de junio de 2015									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	101.633.723	68.377	91.883.482	3.972.998	377.182.437	(377.079.280)	103.157	287.414	390.571
GNL Quintero S.A.	20,00%	128.041.103	619.587.127	19.962.075	642.329.385	63.302.441	(51.185.276)	12.117.165	3.539.050	15.656.215
Electrogas S.A.	42,50%	5.706.242	43.814.008	8.287.557	15.805.698	11.638.550	(4.899.440)	6.739.110	1.013.038	7.752.148
Yacylec S.A.	22,22%	2.448.122	134.195	850.294	42.932	683.415	(993.250)	(309.835)	(39.842)	(349.677)

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\$	Ganancia (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)

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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total de Activos corrientes	862.613	485.966	3.493.954	4.426.445	16.823.644	13.918.600
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.026.706	11.906.319	11.420.593	137.224.621	140.233.080
Total de Pasivos corrientes	1.875.653	3.419.214	211.000	1.159.095	11.775.028	16.252.424
Total de Pasivos no corrientes	45.348	45.348	1.728.767	1.835.937	64.464.014	60.107.487
Efectivo y equivalentes al efectivo	757.330	319.670	3.084.099	3.930.814	3.771.383	3.750.964
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	148.687	116.008
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	28.366.998	22.738.158
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	1.368.073	2.672.950	42.137.600	89.367.706
Gasto por depreciación y amortización	-	(52.978)	(359.447)	(738.927)	(4.644.723)	(7.400.833)
Pérdidas por deterioro de valor	-	(131.894.113)	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	11.930	479.518	33.129	88.597	317.832	642.775
Gastos por intereses	-	-	-	-	(1.585.681)	(3.017.696)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(104.414)	(205.839)	(1.407.033)	(4.702.120)
Ganancia (pérdida)	(2.447.176)	(136.325.281)	608.500	1.170.102	2.587.797	6.820.089
Otro resultado integral	-	-	-	-	(2.147.548)	(4.680.612)
Resultado integral	(2.447.176)	(136.325.281)	608.500	1.170.102	440.249	2.139.477

Ver anexo 3

c. No existen compromisos y contingencias significativas o restricciones a la disposición de fondos, en compañías asociadas y negocios conjuntos.

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Activos intangibles	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos Intangibles netos	1.120.680.679	1.168.212.056
Servidumbre y Derechos de Agua	43.971.595	44.841.692
Concesiones Neto (1) (*)	1.008.246.641	1.055.986.162
Costos de Desarrollo	18.916.590	14.833.312
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.835.937	2.206.341
Programas Informáticos	47.121.740	49.549.321
Otros Activos Intangibles Identificables	588.176	795.228

Activos intangibles	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Activos Intangibles bruto	2.261.055.375	2.376.332.904
Servidumbre y Derechos de Agua	55.805.762	54.963.685
Concesiones	2.015.730.081	2.135.095.221
Costos de Desarrollo	28.082.527	24.281.499
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.208.148	11.465.938
Programas Informáticos	140.717.480	140.953.212
Otros Activos Intangibles Identificables	9.511.377	9.573.349

Activos intangibles	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.140.374.696)	(1.208.120.848)
Activos Intangibles Identificables	(1.140.374.696)	(1.208.120.848)
Servidumbre y Derechos de Agua	(11.834.167)	(10.121.993)
Concesiones	(1.007.483.440)	(1.079.109.059)
Costos de Desarrollo	(9.165.937)	(9.448.187)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.372.211)	(9.259.597)
Programas Informáticos	(93.595.740)	(91.403.891)
Otros Activos Intangibles Identificables	(8.923.201)	(8.778.121)

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

Empresa titular de la concesión	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ampla Energia e Servicos S.A. (Distribución)	607.156.474	637.287.020
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	401.090.167	418.699.142
TOTAL	1.008.246.641	1.055.986.162

(*) Ver nota 3d.1)

La composición y movimientos del activo intangible durante el primer semestre de 2015 y ejercicio 2014 han sido los siguientes:

Año 2015

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 01/01/2015	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	3.166.632	6.802	92.220.369	107.653	2.817.036	-	98.318.492
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(302.726)	(755.757)	(106.545.508)	(66.111)	(201.056)	(617.142)	(108.488.300)
Amortización (1)	(17.966)	(597.862)	(35.236.356)	(411.946)	(4.286.718)	(12.744)	(40.563.592)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	-	-	(2.063.087)	-	-	-	(2.063.087)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	1.237.338	556.720	3.885.061	-	(744.235)	422.834	5.357.718
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	556.720	-	-	(550.803)	(5.917)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	1.237.338	-	3.885.061	-	(193.432)	428.751	5.357.718
Disposiciones y retiros de servicio	-	(80.000)	-	-	(12.608)	-	(92.608)
Disposiciones	-	(80.000)	-	-	(12.608)	-	(92.608)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-	-
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	4.083.278	(870.097)	(47.739.521)	(370.404)	(2.427.581)	(207.052)	(47.531.377)
Saldo Final Activos Intangibles al 30/06/2015	18.916.590	43.971.595	1.008.246.641	1.835.937	47.121.740	588.176	1.120.680.679

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	(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	-	-	(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 (3)	-	-	(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

(1) (2) Ver nota 30.

(3) 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 30 de junio de 2015 (Ver nota 3e).

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2014 M\$	Incremento/ (Decremento)	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2014 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 30/06/2015 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	189.172.295	-	5.474.748	194.647.043	(19.462.013)	175.185.030
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.	11.786.531	-	(740.800)	11.045.731	(350.706)	10.695.025
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	8.565.202	-	(942.764)	7.622.438	(151.177)	7.471.261
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	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	43.385.791	-	3.495.841	46.881.632	(408.066)	46.473.566
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	69.364.835	-	2.007.456	71.372.291	(7.136.242)	64.236.049
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	81.661.135	-	6.579.904	88.241.039	(768.066)	87.472.973
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.213.757	-	(327.692)	4.886.065	(155.134)	4.730.931
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	12.904	-	1.040	13.944	(121)	13.823
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	880.679	-	25.487	906.166	(90.604)	815.562
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.	95.223.795	-	2.755.828	97.979.623	(9.796.607)	88.183.016
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Inversiones Gasatacama Holding	-	18.737.737	1.466.514	20.204.251	-	20.204.251
Total		1.372.320.328		19.795.562	1.410.853.627	(38.318.736)	1.372.534.891

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de junio de 2015 (ver nota 3 e).

(1) 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).

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.

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.

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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-06-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	8.413.479.832	8.234.215.719
Construcción en Curso	1.904.401.059	1.735.117.241
Terrenos	119.982.283	106.233.186
Edificios	89.939.717	81.981.704
Planta y Equipo	6.108.749.566	6.097.991.766
Instalaciones Fijas y Accesorios	76.761.665	96.320.714
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	113.645.542	116.571.108

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-06-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	14.525.118.569	14.301.161.988
Construcción en Curso	1.904.401.059	1.735.117.241
Terrenos	119.982.283	106.233.186
Edificios	163.581.105	154.431.222
Planta y Equipo	11.969.364.509	11.912.075.769
Instalaciones Fijas y Accesorios	223.178.970	248.884.529
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	144.610.643	144.420.041

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-06-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(6.111.638.737)	(6.066.946.269)
Edificios	(73.641.388)	(72.449.518)
Planta y Equipo	(5.860.614.943)	(5.814.084.003)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(146.417.305)	(152.563.815)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(30.965.101)	(27.848.933)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el primer semestre de 2015 y ejercicio 2014 han sido los siguientes:

Movimientos año 2015	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 2015	1.735.117.241	106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	475.505.348	1.770.422	2.481	1.887.603	2.132.293	1.090.178	482.388.325
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(39.722.259)	(1.296.140)	(2.815.140)	(97.236.360)	(3.863.926)	(851.688)	(145.785.513)
Depreciación (2)	-	-	(2.675.679)	(177.729.120)	(7.116.147)	(3.320.947)	(190.841.893)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	78.315	-	-	78.315
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(266.359.208)	13.366.344	13.446.351	285.159.662	(10.678.838)	167.665	35.101.976
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(275.409.926)	3.172.111	8.013.850	259.940.114	7.215.684	(2.931.833)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(275.409.926)	3.172.111	8.013.850	259.940.114	7.215.684	(2.931.833)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	9.050.718	10.194.233	5.432.501	25.219.548	(17.894.522)	3.099.498	35.101.976
Disposiciones y retiros de servicio	(140.063)	(91.529)	-	(1.402.300)	(32.431)	(10.774)	(1.677.097)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	(140.063)	(91.529)	-	(1.402.300)	(32.431)	(10.774)	(1.677.097)
Total movimientos	169.283.818	13.749.097	7.958.013	10.757.800	(19.559.049)	(2.925.566)	179.264.113
Saldo final al 30 de junio de 2015	1.904.401.059	119.982.283	89.939.717	6.108.749.566	76.761.665	113.645.542	8.413.479.832

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)	(39.585.485)	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	800.416.594
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

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

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\$ 482.388.325 al 30 de junio de 2015 (M\$ 1.053.081.596 al 31 de diciembre 2014). 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 junio 2015 por M\$ 148.138.831 (M\$ 175.419.903 al 31 de diciembre 2014) y mayores mantenciones a centrales por M\$ 117.499.838 (M\$ 282.263.008 al 31 de diciembre de 2014), 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\$ 170.342.183 al 30 de junio de 2015 (M\$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014).

b) Arrendamiento financiero

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 113.645.542 y M\$ 116.571.108, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

El valor presente de los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-06-2015			31-12-2014		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	23.560.663	4.305.269	19.255.394	19.830.764	1.707.340	18.123.424
Entre un año y cinco años	61.651.083	8.924.625	52.726.458	78.271.598	11.421.552	66.850.046
Más de cinco años	28.029.756	1.534.941	26.494.815	17.270.183	459.055	16.811.128
Total	113.241.502	14.764.835	98.476.667	115.372.545	13.587.947	101.784.598

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 30 de junio de 2015.

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

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 30 de junio de 2015 y 2014 incluyen M\$ 7.258.110 y M\$ 11.210.698, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-06-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Menor a un año	20.678.940	13.540.619
Entre un año y cinco años	43.191.731	34.389.527
Más de cinco años	20.634.988	46.504.376
Total	84.505.659	94.434.522

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 495.111.262 y M\$ 468.173.548, respectivamente.

ii) Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 19.253.121 y M\$ 21.952.283, 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 Construção e Administração de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Durante el ejercicio 2012, se cobraron boletas por un monto total de US\$ 93.992.554, quedando al cierre del ejercicio 2012 boletas de garantías pendientes de cobro por un monto de US\$ 18.940.295, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 12.103.606. 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.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional una solicitud de arbitraje en contra del Consorcio, con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas, al amparo del contrato de construcción señalado. Con fecha 29 de diciembre de 2014, el Directorio de Endesa Chile aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que pone término al arbitraje y que otorga un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014, Endesa Chile reconoció una provisión por USD 125 millones (aprox. M\$ 75.843.750), que corresponde a una mayor inversión en Propiedades Planta y Equipos. Finalmente, el pago se concretó con fecha 6 de abril de 2015.

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 30 de junio de 2015 el monto registrado es por M\$ 63.959.473 (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 primer semestre de 2015 y ejercicio 2014 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	Propiedades de Inversión, Bruto			Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro			Propiedades de Inversión, Neto		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	47.047.605	(2.170.556)	44.877.049						
Adiciones	1.463.242	-	1.463.242						
Venta de Terrenos	(1.806.675)	-	(1.806.675)						
Desapropiaciones relacionada con la venta de subsidiaria (1)	(36.040.698)	-	(36.040.698)						
Gasto por depreciación	-	(30.483)	(30.483)						
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	52.127	52.127						
Saldo al 31 de diciembre de 2014	10.663.474	(2.148.912)	8.514.562						
Adiciones	-	-	-						
Desapropiaciones	(268.819)	-	(268.819)						
Gasto por depreciación	-	(14.573)	(14.573)						
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	-	-						
Saldo final propiedades de inversión al 30 de junio de 2015	10.394.655	(2.163.485)	8.231.170						

(1) Ver nota 2.4.1 y 32.

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el primer semestre de 2015 y 2014 ascendió a M\$ 1.729.727 y M\$ 6.429.126, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 30 de junio de 2015 ascendió a M\$ 12.272.521. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Al 30 de junio de 2015, 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 30 de junio de 2015 y 2014, 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	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	67.220	84.747
Ingresos derivados de plusvalías en la venta provenientes de las propiedades de inversión (*)	1.729.727	6.429.126
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(64.563)	(108.077)
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos (*)	(268.819)	(1.341.662)
Total	1.463.565	5.064.134

(*) Ver nota 32.

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 30 de junio de 2015 ni al 31 de diciembre de 2014.

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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es:

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos	
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales		Otros
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	63.763.279	1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	193.637.874
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(114.152)	(330.890)	13.328.571	11.475.338	(1.304.794)	3.141.907	(17.074.329)	9.121.651
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	313.294	-	-	313.294
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.313.078)	(920.809)	(4.860.579)	(5.611)	(224.247)	-	(1.889.812)	(10.214.136)
Otros incrementos (decrementos)	(23.816.497)	7.206.962	(43.941.926)	(16.204)	894.035	(205.754)	12.724.524	(47.154.860)
Saldo final al 30 de junio de 2015	37.519.552	7.462.242	50.792.388	14.556.840	20.810.849	7.787.992	6.773.960	145.703.823

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos	
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	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 otros resultados integrales	-	-	-	10.357.383	1.074.342	-	(1.084)	11.430.641
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (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 Mantenedos 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 Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos	
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros		Otros
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	427.881.352	-	41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	478.361.484
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	40.684.216	-	5.327.099	-	(879)	-	(6.001.564)	40.008.872
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	-	(68.992)	(199.394)	(268.386)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.549.936)	-	(359)	-	-	(1.420)	(2.422.188)	(3.973.903)
Otros incrementos (decrementos)	(43.051.439)	-	(5.326.984)	-	(15.252)	97.318	1.086.000	(47.210.357)
Saldo final al 30 de junio de 2015	423.964.193	-	41.309	-	368	189.969	42.721.871	466.917.710

Impuestos diferidos de Pasivos	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos	
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	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 otros resultados integrales	-	-	-	-	(20.511)	401.237	378	381.104
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (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 Mantenedos 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

(1) Ver nota 2.4.1 y 5.

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 30 de junio de 2015, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 28.699.247 (M\$ 44.329.969 al 31 de diciembre de 2014) 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 reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de junio de 2015 asciende a M\$ 2.090.942.793 (M\$ 1.922.581.276 al 31 de diciembre de 2014).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 30 de junio de 2015 ascienden a M\$ 69.102.543 (M\$ 79.702.961 al 31 de diciembre de 2014). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

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 atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras al 30 de junio de 2015 y 2014:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de junio de 2015			30 de junio de 2014		
	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	(567.731)	(1.031)	(568.762)	2.221	(444)	1.777
Cobertura de Flujo de Caja	(48.275.415)	12.820.167	(35.455.248)	(49.778.598)	8.720.786	(41.057.812)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	147.178	-	147.178	(1.259.937)	-	(1.259.937)
Ajustes por conversión	(243.173.564)	-	(243.173.564)	401.756.235	-	401.756.235
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	-	-	-	-	-	-
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	(291.869.532)	12.819.136	(279.050.396)	350.719.921	8.720.342	359.440.263

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 reconoció 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, durante el ejercicio 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, reconocieron 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, reconocieron 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de junio de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	545.896.225	2.950.489.624	418.266.381	3.167.948.954
Instrumentos derivados de cobertura (*)	614.292	126.052.727	995.059	114.861.592
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	6.372.575	10.494.577	2.544.239	6.286.982
	552.883.092	3.087.036.928	421.805.679	3.289.097.528

(*) 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de junio de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	190.256.108	244.695.048	42.325.846	247.216.989
Obligaciones no garantizadas	289.000.010	2.453.104.482	308.925.119	2.565.417.993
Arrendamiento financiero	19.255.394	79.221.273	18.123.424	83.661.174
Otros préstamos	47.384.713	173.468.821	48.891.992	271.652.798
Total	545.896.225	2.950.489.624	418.266.381	3.167.948.954

El desglose por monedas y vencimientos de los **Préstamos Bancarios** al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/06/2015 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2015 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\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$							
Chile	US\$	5,98%	Sin Garantía	-	530.051	530.051	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch\$	6,00%	Sin Garantía	751	-	751	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,01%	Sin Garantía	946.917	39.005.854	39.952.771	3.397.723	18.470.684	807.928	-	-	22.676.335
Perú	Soles	5,08%	Sin Garantía	11.854.119	-	11.854.119	2.011.973	22.131.707	-	-	-	24.143.680
Argentina	US\$	13,06%	Sin Garantía	7.223.922	3.328.600	10.552.522	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	33,28%	Sin Garantía	4.612.323	8.558.659	13.170.982	3.092.503	-	-	-	-	3.092.503
Colombia	\$ Col	5,92%	Sin Garantía	33.725.107	49.571.726	83.296.833	-	-	-	-	75.282.183	75.282.183
Brasil	Real	7,20%	Sin Garantía	28.062.522	2.835.557	30.898.079	25.754.385	34.682.572	34.682.572	24.380.818	-	119.500.347
Total				86.425.661	103.830.447	190.256.108	34.256.584	75.284.963	35.490.500	24.380.818	75.282.183	244.695.048

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2014 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014 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\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses 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

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2015 asciende a M\$ 447.675.542 (M\$ 378.488.796 al 31 de diciembre de 2014). 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 Préstamos Bancarios por Deudor

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

Table with columns: Rut Empresa Deudora, Nombre Empresa Deudora, País Empresa Deudora, Rut Entidad Acredora, Nombre del Acredora, País Entidad Acredora, Moneda, Tasa de interés Efectiva, Tasa de interés nominal, Tipo de Amortización, 30 de junio de 2015 (Corriente M\$, Total Corriente), 31 de diciembre de 2014 (Corriente M\$, Total Corriente). Rows include various companies like Edesur S.A., Enersis S.A., Endesa Costanera S.A., etc.

20.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 30/06/2015 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 30/06/2015 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	141.161.812	954.249	142.116.061	161.297.380	-	-	-	443.777.147	605.074.527
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	9.820.623	9.820.623	8.558.306	8.751.611	20.311.922	31.883.987	261.191.011	330.696.837
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	829.770	92.443	922.213	12.792.126	6.396.063	5.223.025	-	12.792.126	37.203.340
Perú	Soles	6,47%	Sin Garantía	10.234.009	15.235.302	25.469.311	9.053.880	13.882.616	24.143.681	5.029.934	144.962.680	197.072.791
Colombia	\$ Col	9,04%	Sin Garantía	7.305.107	45.222.361	52.527.468	138.433.508	-	157.933.992	109.263.935	609.015.167	1.014.646.602
Brasil	Real	16,04%	Sin Garantía	-	58.144.334	58.144.334	88.068.815	88.031.470	71.837.179	20.472.921	-	268.410.385
Total				159.530.698	129.469.312	289.000.010	418.204.015	117.061.760	279.449.799	166.650.777	1.471.738.131	2.453.104.482

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
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
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
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
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
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

20.3 Obligaciones Garantizadas

Al 30 de junio de 2015 y diciembre de 2014 no existen obligaciones garantizadas.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 30 de junio de 2015 asciende a M\$ 3.031.983.931 (M\$ 3.207.640.549 al 31 de diciembre de 2014). En ambos períodos, 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).

20.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de junio de 2015, M\$ 636.416.257 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\$ 761.130.114 al 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 3.n).

El movimiento al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-06-2015	31-12-2014
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(38.783.599)	2.415.439
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(16.291.616)	(31.401.584)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(487.550)	(10.086.797)
Diferencias de conversión	(14.092)	289.343
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(55.576.857)	(38.783.599)

20.5 Otros aspectos.

Al 30 de junio de 2015 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$ 202.423.809 (M\$ 353.263.488 al 31 de diciembre de 2014).

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 62% al 30 de junio de 2015.

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:

	30-06-2015	31-12-2014
	%	%
Tasa de interés fijo	62%	86%
Tasa de interés variable	38%	14%
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 30 de junio de 2015 habían operaciones swap vigentes por 173 mil Barriles de petróleo Brent, 65 mil Ton de carbón API2 y 65 mil Ton de Transporte BC17, todas con vencimiento al 31 de julio de 2015. 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.

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, 22 y anexo 4).

Al 30 de junio de 2015, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 966.655.431 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 202.423.809 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 1.704.745.491 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 353.263.488 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.

21.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enersis elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de 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	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Tipo de interés	24.530.099	33.135.363
Tipo de cambio	1.591.472	1.065.881
Correlación	(907.093)	(1.187.257)
Total	25.214.478	33.013.987

Estos valores representan el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto estos valores en riesgo están intrínsecamente relacionados, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada año.

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el periodo 2015 y ejercicio 2014 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

30 de junio de 2015						
	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	568.507	-	-	-	-	1.060.173
Otros activos de carácter financiero	-	36.350.650	51.965.688	1.697.639.339	-	-
Total Corriente	568.507	36.350.650	51.965.688	1.697.639.339	-	1.060.173
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	3.633.416	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	13.295.310
Otros activos de carácter financiero	-	-	21.880.798	268.405.507	455.519.441	-
Total No Corriente	-	-	21.880.798	268.405.507	459.152.857	13.295.310
Total	568.507	36.350.650	73.846.486	1.966.044.846	459.152.857	14.355.483

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

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

	30 de junio de 2015		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	545.896.225	-
Instrumentos derivados	6.372.575	-	614.292
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.811.861.624	-
Total Corriente	6.372.575	2.357.757.849	614.292
Préstamos que devengan interés	-	2.950.489.624	-
Instrumentos derivados	10.494.577	-	126.052.727
Otros pasivos de carácter financiero	-	243.758.656	-
Total No Corriente	10.494.577	3.194.248.280	126.052.727
Total	16.867.152	5.552.006.129	126.667.019

	31 de diciembre de 2014		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	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

2.2 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de junio de 2015				31 de diciembre de 2014			
	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:	839.584	2.040.594	11.675	469.959	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura flujos de caja	839.584	2.040.594	11.675	469.959	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura de tipo de cambio:	220.589	11.254.716	602.616	125.582.767	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
Cobertura de flujos de caja	220.589	11.254.716	602.616	125.582.767	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
TOTAL	1.060.173	13.295.310	614.291	126.052.726	1.414.588	7.229.291	995.058	114.861.593

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 30-06-2015	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2014
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	2.398.544	3.129.476
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(114.710.078)	(110.342.248)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

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

	30 de junio de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	-	610.861	-
Partida subyacente	-	-	-	1.090.341
TOTAL	-	-	610.861	1.090.341

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

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	30 de junio de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	568.507	6.372.575	-	10.494.577	7.061.715	2.544.239	22.002	6.286.982

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores notacionales o contractuales:

Derivados financieros	30 de junio de 2015						
	Valor razonable	Valor notacional					
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	2.398.544	41.170.026	48.212.590	798.800	-	-	90.181.416
Cobertura de flujos de caja	2.398.544	41.170.026	48.212.590	798.800	-	-	90.181.416
Cobertura de tipo de cambio:	(114.710.078)	2.474.856	236.632.874	-	-	510.624.691	749.732.421
Cobertura de flujos de caja	(114.710.078)	2.474.856	236.632.874	-	-	510.624.691	749.732.421
Derivados no designados contablemente de cobertura	(16.298.645)	208.820.708	44.955.130	48.751.011	304.014	-	302.830.863
TOTAL	(128.610.179)	252.465.590	329.800.594	49.549.811	304.014	510.624.691	1.142.744.700

Derivados financieros	31 de diciembre 2014						
	Valor razonable	Valor notacional					
		Antes de 1 Año	1 - 2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	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
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

El monto notacional 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.h.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	30-06-2015 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	14.355.483	-	14.355.483	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	568.507	-	568.507	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	36.350.650	36.350.650	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	455.554.302	34.861	455.519.441	-
Total	506.828.942	36.385.511	470.443.431	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	126.667.017	-	126.667.017	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	16.867.152	-	16.867.152	-
Total	143.534.169	-	143.534.169	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período 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	8.643.878	-	8.643.878	-
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	492.954.649	31.044	492.923.605	-
Total	561.359.581	52.708.381	508.651.200	-
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	-

22.3.1 Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica con nivel 3.

La compañía ha realizado cierta operación que implica el registro de un pasivo financiero a valor razonable. Este valor razonable se determina 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. El valor razonable de este pasivo financiero asciende a \$ 0 al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 y 2013.

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

El desglose de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Acreedores comerciales	695.111.022	822.851.379	2.867.841	7.147.088
Otras cuentas por pagar	1.060.121.794	1.466.025.571	240.890.815	152.238.433
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.755.232.816	2.288.876.950	243.758.656	159.385.521

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	Uno a cinco años	
			30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Proveedores por compra de energía (1)	585.018.246	762.931.782	2.867.841	7.147.088
Proveedores por compra de combustibles y gas	110.092.776	59.919.597	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	655.274.246	792.235.405	210.538.973	111.531.445
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	107.779.788	327.360.126	-	-
Multas y reclamaciones (2)	111.528.626	98.470.156	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	11.768.099	18.071.828	27.079.907	24.157.710
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	63.055.367	66.919.568	3.080.249	7.304.354
IVA Debito Fiscal	43.610.741	30.612.286	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	10.826.253	34.214.611	-	-
Obligaciones programas sociales	11.031.215	12.869.529	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	23.270.527	44.497.783	-	-
Otras cuentas por pagar	21.976.932	40.774.279	191.686	9.244.924
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.755.232.816	2.288.876.950	243.758.656	159.385.521

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

(1) Incluye M\$ 143.616.824 en el pasivo adeudado a Cammesa por nuestra filial Argentina Edesur. Este pasivo se presenta neto de la cuenta por cobrar reconocida por Edesur producto de la aplicación de la resolución N° 250/13 - Mecanismo de Monitoreo de Costo (MMC). Esta resolución instruyó a CAMMESA a emitir Liquidación de Ventas con Fechas de Vencimiento a Definir (LVFVD) a favor de Edesur para cuentas por cobrar y aceptar estas LVFVD como parte de pago de las deudas de Edesur. A la fecha, CAMMESA aún no ha emitido ningún LVFVD.

(2) 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se expone en anexo 7.

24. PROVISIONES.

a) El desglose de este rubro al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	56.664.524	58.620.425	158.373.185	165.347.715
Por desmantelamiento o restauración (1)	420.405	568.465	63.219.955	31.647.729
Por proveedores y servicios	6.145.815	4.446.719	-	-
Provisión Medio Ambiente	14.802.647	9.675.454	38.257.075	248.397
Otras provisiones	14.724.266	16.911.621	-	-
Total	92.757.657	90.222.684	259.850.215	197.243.841

(1) Ver nota 3a

El calendario y montos que se espera desembolsar por estas provisiones son inciertos y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas.

b) El movimiento de las provisiones al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	223.968.140	32.216.194	31.282.191	287.466.525
Provisiones Adicionales	-	(126.782)	-	(126.782)
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	25.149.483	31.031.813	10.540.422	66.721.718
Provisión Utilizada	(15.356.164)	(7.635)	(7.329.619)	(22.693.418)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	14.650.644	645.414	12.108.338	27.404.396
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(14.306.876)	(118.644)	(5.193.608)	(19.619.128)
Otro Incremento (Decremento)	(19.067.518)	-	32.522.079	13.454.561
Total Movimientos en Provisiones	(8.930.431)	31.424.166	42.647.612	65.141.347
Saldo al 30 de junio de 2015	215.037.709	63.640.360	73.929.803	352.607.872

Provisiones	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 Final al 31 de diciembre de 2014	223.968.140	32.216.194	31.282.191	287.466.525

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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Obligaciones post empleo	249.920.355	269.930.412
Total Pasivo	249.920.355	269.930.412
Total Obligaciones Post Empleo, neto	249.920.355	269.930.412

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-06-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	554.588.249	588.148.279
(-) Plan de activos (*)	(351.379.632)	(368.008.708)
Total	203.208.617	220.139.571
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	32.239.418	33.710.733
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	14.472.320	16.080.108
Total Obligaciones Post Empleo, neto	249.920.355	269.930.412

(*) 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\$ 32.239.418 al 30 de junio de 2015 (M\$33.710.733 en 2014), 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\$14.472.320 al 30 de junio de 2015 (M\$16.080.108 a diciembre 2014) 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 30 de junio de 2015 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-06-2015	31-12-2014	31-12-2012	31-12-2011	31-12-2010
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	554.588.249	588.148.279	521.850.486	628.823.491	592.212.012
Activos Afectos	(351.379.632)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)
Diferencia	203.208.617	220.139.571	199.020.212	234.943.326	226.074.124
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	32.239.418	33.710.733	39.494.779	21.218.042	43.278.951
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	14.472.320	16.080.108	-	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	249.920.355	269.930.412	238.514.991	256.161.368	269.353.075

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 30 de junio de 2015 y 2014 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-06-2015	30-06-2014
	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	2.146.238	1.316.989
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	29.996.851	29.772.973
Ingresos por intereses activos del plan	(20.501.918)	(20.903.931)
Costos de Servicios Pasados	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	1.930.862	2.653.067
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	13.572.033	12.839.098
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	13.572.033	12.839.098

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de junio de 2015 y ejercicio 2014 es el siguiente

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	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 del Activo	(12.687.133)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	16.080.108
Transferencias a Mantenedos para la Venta	(102.423)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Diferencias de Conversión	(3.026.436)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	269.930.412
Costo Neto por Intereses	11.425.795
Costos de los Servicios en el Período	2.146.238
Beneficios Pagados en el Período	(18.687.610)
Diferencias de Conversión	(14.894.480)
Pasivo Actuarial Neto Final al 30 de junio de 2015	249.920.355

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de junio de 2015 y ejercicio 2014 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	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	-
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
Costo del servicio corriente	2.146.238
Costo por intereses	29.996.851
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(47.015.509)
Contribuciones pagadas	(18.687.610)
Saldo al 30 de junio de 2015	554.588.249

Al 30 de junio de 2015, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 9,63% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (9,58% a 31 de diciembre de 2014), en un 74,43% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,97% a 31 de diciembre de 2014), en un 13,00% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,81% a 31 de diciembre 2014), en un 2,44% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,18% a 31 de diciembre de 2014) y el 0,49% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,46% al 31 de diciembre de 2014).

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 2014	(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)
Ingresos por intereses	(20.501.918)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	37.130.994
Saldo al 30 de junio de 2015	(351.379.632)

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

Categoría de los Activos del Plan	30-06-2015		31-12-2014	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	44.772.285	13%	46.892.034	13%
Activos de renta fija	257.865.678	73%	270.067.933	73%
Inversiones inmobiliarias	39.871.252	11%	41.758.489	11%
Otros	8.870.417	3%	9.290.252	3%
Total	351.379.632	100%	368.008.708	100%

Los planes de beneficios de retiro y fondos de pensiones mantenidos por nuestras filiales brasileñas, Ampla y Coelce, mantienen inversiones determinadas por resolución del Consejo Monetario Nacional, clasificadas en activos de renta fija, acciones e inversiones inmobiliarias. Las inversiones en renta fija son predominantemente invertidas en Bonos federales. Respecto a las inversiones en acciones, Faelce (una institución proveedora de fondos de pensiones exclusivamente para empleados y personal jubilado de Coelce) mantiene acciones comunes de Coelce, mientras que Brasiletros (una institución similar para los empleados de Ampla) mantiene acciones en fondos de inversiones con un portafolio transado en Bovespa (Bolsa de comercio de São Paulo). Finalmente, con respecto a las inversiones inmobiliarias, ambas fundaciones tienen propiedades que actualmente son arrendadas por Ampla y Coelce.

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

	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Acciones	2	2
Inmuebles	22.229.850	24.699.453
Total	22.229.852	24.699.455

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	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
Saldo al 31 de diciembre de 2014	33.710.733
Intereses de Activo no reconocidos	1.930.862
Diferencias de Conversión	(3.402.177)
Total Techo del Activo al 30 de junio de 2015	32.239.418

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 30 de junio de 2015 y 2014:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014
Tasas de descuento utilizadas	4,60%	4,60%	12,52%	12,52%	7,04%	7,04%	5,50%	5,50%	6,35%	6,35%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	9,18%	9,18%	4,00%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2009	RV -2009	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2009

- Sensibilización:**

Al 30 de junio de 2015, 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\$ 43.076.212 (M\$ 46.833.941 al 31 de diciembre de 2014) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 52.096.602 (M\$ 56.665.239 al 31 de diciembre de 2014) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 30 de junio de 2015 han ascendido a M\$ 2.483.024 (M\$ 1.496.698 al 30 de junio de 2014).

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$ 19.491.527.

- 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	40.133.991
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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 5.804.447.986 y está representado en 49.092.772.762 de acciones.

Al 30 de junio de 2015, 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 2014.

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

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 estatutarios 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.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N°90, de \$0,83148 por acción), y un dividendo adicional, que sumados ascienden a un total de \$305.078.934.556, que equivale a \$6,21433 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°90 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N°91 ascendente a \$264.259.128.599, que equivale a \$5,38285 por acción.

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
91	Definitivo	25-05-2015	5,38285	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 30 de junio de 2015 y 2014 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(75.611.551)	(74.424.294)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	122.051.013	179.361.872
Edelnor	34.549.264	29.455.958
Enel Brasil S.A.	(316.011.975)	(727.961)
Central Costanera S.A.	2.139.923	2.838.565
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	10.860.072	8.156.359
Emgesa S.A. E.S.P.	35.657.164	105.009.900
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(30.794.623)	(32.245.440)
Generandes Perú S.A.	57.566.693	35.799.713
Emp. Eléctrica de Piura	6.803.972	5.736.332
Otros	610.558	(998.661)
TOTAL	(152.179.490)	257.962.343

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 30 de junio de 2015 de sus filiales Endesa Chile, Enel Brasil, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 1.061.258.000, M\$ 776.582, M\$ 707.959.330, M\$ 99.628.982, M\$ 170.152.800 y M\$ 26.332.503, respectivamente.

26.5 Otras Reservas.

Al 30 de junio de 2015 y 2014, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2015 M\$	Movimiento 2015 M\$	Saldo al 30 de junio de 2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	35.154.874	(187.334.364)	(152.179.490)
Coberturas de flujo de caja	(69.404.677)	(21.321.141)	(90.725.818)
Activos financieros disponibles para la venta	14.046	(213.186)	(199.140)
Otras reservas varias	(2.619.970.627)	(652.632)	(2.620.623.259)
TOTAL	(2.654.206.384)	(209.521.323)	(2.863.727.707)

	Saldo al 1 de enero de 2014 M\$	Movimiento 2014 M\$	Saldo al 30 de junio de 2014 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(56.022.016)	313.984.359	257.962.343
Coberturas de flujo de caja	(3.086.726)	(25.916.403)	(29.003.129)
Activos financieros disponibles para la venta	11.811	2.190	14.001
Otras reservas varias	(2.414.023.486)	(105.421.423)	(2.519.444.909)
TOTAL	(2.473.120.417)	182.648.723	(2.290.471.694)

- 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.5. y 3.n).

c) **Otras reservas varias.**

En el período 2015 no se han generado movimientos significativos.

El movimiento del período 2014 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes de la OPA efectuada sobre nuestra filial Coelce (ver nota 26.6.1).

El movimiento del ejercicio 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\$ 18.581.809, 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:

Descripcion del Gasto (*)	Monto Bruto M\$	Efecto Fiscal M\$	Monto Neto 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 30 de junio de 2015 y 2014, 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\$ 134.017.691.

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\$ 253.015.133, 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

Durante el 2014, Enersis y el resto de accionistas de Central Dock Sud (CDS) trabajaron con el objetivo de encontrar una solución a la situación de patrimonio estatutario negativo que CDS enfrentaba desde diciembre de 2013. De acuerdo a la regulación de Argentina, si la situación de patrimonio negativo no era corregida, la empresa debía ser disuelta.

Con fecha 1 de diciembre de 2014, Enersis compró a Endesa Latinoamérica S.A. ciertos créditos concedidos a Central Dock Sud SA (CDS), con un valor nominal de US\$ 106 millones. El monto pagado ascendió a las suma de US\$ 29 millones. Estos créditos fueron convertidos a pesos argentinos y los intereses fueron condonados. La parte restante de estos créditos fue aportada por Enersis al capital social de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, a CDS por su valor nominal. Una contribución similar fue realizada por cada uno de los restantes accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis, estos créditos fueron parcialmente reembolsados en efectivo. Todos estos movimientos constituyeron una operación con partes relacionadas (la "Operación") aprobada, en el caso de Enersis, en una Junta General Extraordinaria de Accionistas.

La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permitió mantener sustancialmente las mismas participaciones que los accionistas poseían 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, e implicó registrar 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)				
	30-06-2015 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Ampla Energía E Serviços S.A.	0,36%	1.961.461	2.255.335	(33.492)	(65.377)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	109.424.445	111.448.154	11.764.059	4.974.965
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	263.059.595	250.654.641	30.692.556	37.363.159
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	396.937.810	377.921.404	55.761.066	71.327.353
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	66.428.838	67.927.394	7.172.701	7.140.983
Generandes Perú S.A.	0,00%	-	-	-	9.214.849
Edegel S.A.A	16,40%	88.547.327	90.506.207	7.342.064	7.170.856
Chinango S.A.C.	20,00%	14.441.405	14.707.216	1.609.353	1.021.738
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	(3.471.543)	(17.558.352)	13.767.739	(17.093.399)
Endesa Costanera S.A.	24,32%	5.580.055	5.197.207	486.854	(4.448.771)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	27.928.460	26.841.549	1.622.361	4.833.205
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	19.806.816	20.265.854	605.528	(6.370.087)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	19.226.305	17.613.948	590.215	(7.778.066)
Chilectra S.A.	0,91%	11.503.727	11.127.491	798.897	463.568
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	1.052.109.453	1.080.652.251	36.246.450	37.297.503
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	12.292.175	12.597.077	4.314.973	3.995.889
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. (1)	45,00%	-	-	-	2.075.993
Otras		5.355.291	5.085.323	392.183	838.394
TOTAL		2.091.131.620	2.077.242.699	173.133.507	151.962.755

(1) Ver nota 2.4.1

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Ventas de energía (2)	3.194.351.145	2.932.237.301
Generación	1.081.482.177	998.709.783
Clientes Regulados	411.863.341	236.295.574
Clientes no Regulados	427.654.539	556.751.051
Ventas de Mercado Spot	214.847.696	183.308.742
Otros Clientes	27.116.601	22.354.416
Distribución	2.112.868.968	1.933.527.518
Residenciales	950.570.856	888.809.246
Comerciales	526.817.555	469.208.716
Industriales	255.935.048	230.794.667
Otros Consumidores	379.545.509	344.714.889
Otras ventas	22.478.504	20.656.321
Ventas equipos de medida	78.564	1.632.340
Ventas de gas	7.566.018	5.455.713
Ventas de materiales electrónicos	171.539	349.557
Ventas de productos y servicios	14.662.383	13.218.711
Otras prestaciones de servicios	246.387.768	220.233.555
Peajes y transmisión	136.857.675	129.931.326
Arriendo equipos de medida	2.197.667	2.299.549
Alumbrado público	8.018.344	16.126.565
Verificaciones y enganches	1.479.632	9.342.617
Servicios de ingeniería y consultoría	669.177	4.035.122
Otras prestaciones	97.165.273	58.498.376
Total Ingresos de actividades ordinarias	3.463.217.417	3.173.127.177

Otros ingresos	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Ingresos por contratos de construcción	92.220.369	84.335.162
Otros Ingresos (1)	187.656.241	121.969.209
Total Otros ingresos	279.876.610	206.304.371

(1) - Al 30 de junio de 2015 incluye un monto de M\$ 24.814.691, originado por los nuevos contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA. (M\$ 16.353.175 al 30 de junio de 2014).

- Al 30 de junio de 2014 producto de la aplicación de la Resolución 250/13 ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) que reconoció los costos no traspasados a tarifa, Edesur registró un ingreso de M\$47.793.989 por los períodos comprendidos entre octubre 2013 y marzo 2014.

- Producto de la aplicación de la nueva Resolución 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015 que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprueba un aumento transitorio de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implique un aumento tarifario, que asciende a M\$ 103.253.483, además se reconocen ingresos por M\$ 44.922.327 ya que también autoriza a compensar hasta el 31 de enero de 2015 las deudas establecidas por el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta su concurrencia con los créditos establecidos por los costos no traspasados a tarifa (MMC) y (2) adicionalmente se reconocen en ingresos por ventas de energía M\$ 16.637.948, pues también establece que, a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos provenientes del PUREE deben ser considerados como parte de los ingresos de las distribuidoras.

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Compras de energía	(1.393.569.092)	(1.289.471.833)
Consumo de combustible	(328.215.704)	(263.596.767)
Gastos de transporte	(215.865.251)	(212.779.986)
Costos por contratos de construcción	(92.220.369)	(84.335.162)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(138.986.276)	(106.059.566)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(2.168.856.692)	(1.956.243.314)

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 30 de junio de 2015 y 2014, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Sueldos y salarios	(217.921.750)	(179.223.973)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(4.629.262)	(2.813.687)
Seguridad social y otras cargas sociales	(78.051.695)	(60.883.552)
Otros gastos de personal	(4.319.719)	(4.058.701)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(304.922.426)	(246.979.913)

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Depreciaciones	(190.841.893)	(176.004.064)
Amortizaciones	(40.563.592)	(49.401.967)
Subtotal	(231.405.485)	(225.406.031)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(22.974.198)	(21.037.764)
Total	(254.379.683)	(246.443.795)

(*) Información por segmentos Pérdidas por deterioro	Generación		Distribución		Otros		Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Activos financieros (ver nota 9c)	243.168	(81.292)	(21.232.544)	(10.265.679)	(50)	-	(20.989.426)	(10.346.971)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15)	-	-	(2.063.087)	(10.344.223)	-	-	(2.063.087)	(10.344.223)
Inmovilizado (ver nota 17)	78.315	(346.570)	-	-	-	-	78.315	(346.570)
Total	321.483	(427.862)	(23.295.631)	(20.609.902)	(50)	-	(22.974.198)	(21.037.764)

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-06-2015	30-06-2014
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(37.699.180)	(29.276.701)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(100.033.836)	(113.685.929)
Reparaciones y conservación	(65.614.689)	(62.977.195)
Indemnizaciones y multas	(11.159.813)	(8.228.907)
Tributos y tasas	(27.640.359)	(11.549.427)
Primas de seguros	(21.642.670)	(17.137.452)
Arrendamientos y cánones	(7.258.110)	(11.210.698)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(4.116.812)	(3.486.772)
Otros aprovisionamientos	(26.528.333)	(13.442.425)
Gastos de viajes	(10.305.441)	(8.713.088)
Gastos de medioambiente	(1.384.959)	(1.201.209)
Total Otros gastos por naturaleza	(313.384.202)	(280.909.803)

32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-06-2015	30-06-2014
	M\$	M\$
Ganancia por venta participación Tunel El Melón (1)	4.207.167	-
Ventas de Propiedades de Inversión (2)	1.460.908	5.087.464
Venta de Terrenos	2.227.724	-
Ganancia por remediación de la participación pre-existente en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (3)	-	21.546.320
Otros	121.486	857.765
Total Otras ganancias (pérdidas)	8.017.285	27.491.549

(1) Ver nota 2.4.1 y 13

(2) Ver nota 18

(3) Ver nota 5.d.

33. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 30 de junio de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	36.937.727	50.921.581
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil) (2)	72.106	111.257
Otros ingresos financieros (1)	105.482.906	38.848.939
Total Ingresos Financieros	142.492.739	89.881.777

Costos financieros	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Costos Financieros	(217.116.220)	(243.515.579)
Préstamos bancarios	(18.474.740)	(16.722.044)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(117.859.031)	(102.568.815)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.131.090)	(891.111)
Valoración derivados financieros	(1.642.121)	923.475
Actualización financiera de provisiones	(27.404.395)	(16.167.645)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(11.497.901)	(11.633.366)
Gastos financieros activados	37.271.551	24.127.420
Otros costos financieros (1)	(76.378.493)	(120.583.493)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(1.721.654)	(4.761.525)
Diferencias de cambio (**)	(9.723.395)	(46.264.903)
Total Costos Financieros	(228.561.269)	(294.542.007)
Total Resultado Financiero	(86.068.530)	(204.660.230)

(1) Al 30 de junio de 2015 se incluye un ingreso financiero de M\$ 15.107.438 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 30 de junio de 2014 esta actualización financiera generó un resultado financiero neto por M\$ 49.145.789 (ver nota 8).

(2) Ver nota 25.2.b).

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Otros activos financieros	3.560.538	7.278.885
Otros activos no financieros	3.311	10.441
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	1.131.022	53.547
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.261.491	5.298.409
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(7.597.610)	(17.291.778)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(80.406)	(872)
Otras provisiones	-	(109.665)
Otros pasivos no financieros	-	(492)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(1.721.654)	(4.761.525)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.216.427	3.643.550
Otros activos financieros	20.935.116	3.587.243
Otros activos no financieros	125.685	8.423
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	17.224.346	26.050.540
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	751.811
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(34.382.466)	(62.275.169)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(19.840.172)	(15.389.300)
Otros pasivos no financieros	(1.002.331)	(2.642.001)
Total Diferencias de Cambio	(9.723.395)	(46.264.903)

34. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidados, correspondiente a los periodos 2015 y 2014:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(167.678.638)	(208.312.425)
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)	9.197.247	16.867.811
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(9.755.877)	1.036.381
Gasto / (ingreso) por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(11.963.551)	139.736
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(180.200.819)	(190.268.497)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(31.130.760)	21.285.840
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(1.006.474)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	243.540	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	(30.887.220)	20.279.366
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	(211.088.039)	(169.989.131)

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 períodos 2015 y 2014:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30-06-2015 M\$	Tasa	30-06-2014 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		672.229.090		513.225.245
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(22,50%)	(151.251.545)	(20,00%)	(102.645.049)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(10,57%)	(71.052.950)	(10,26%)	(52.673.565)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	7,17%	48.171.023	14,13%	72.533.570
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(5,15%)	(34.643.950)	(17,24%)	(88.494.226)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-	(0,20%)	(1.006.474)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(1,45%)	(9.755.877)	0,20%	1.036.381
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	0,04%	243.540		-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	1,07%	7.201.720	0,25%	1.260.232
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicables	(8,90%)	(59.836.494)	(13,12%)	(67.344.082)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(31,40%)	(211.088.039)	(33,12%)	(169.989.131)

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.

Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la compañía para la toma de decisiones, 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. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que se han utilizado en la preparación de los Estados Financieros Consolidados del Grupo.

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	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	1.057.483.963	1.258.524.552	1.423.756.688	1.682.754.340	751.671.034	990.219.996	3.232.911.685	3.931.498.888
Efectivo y equivalentes al efectivo	131.635.965	444.764.922	94.420.248	274.881.316	740.599.218	985.099.253	966.655.431	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	20.690.010	50.850.528	10.292.015	25.046.824	58.962.993	23.558.051	89.945.018	99.455.403
Otros activos no financieros, corriente	69.672.231	61.264.981	111.836.965	109.728.709	3.935.275	4.104.422	185.444.471	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	572.722.678	498.363.943	1.098.851.409	1.178.238.427	6.734.060	5.084.533	1.678.308.147	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	120.042.562	77.105.049	29.701.796	29.295.267	(130.413.166)	(87.958.976)	19.331.192	18.441.340
Inventarios corrientes	72.842.483	73.796.781	56.389.498	56.267.388	7.069.043	3.455.985	136.301.024	133.520.154
Activos por impuestos corrientes, corriente	69.878.034	52.378.348	22.264.757	9.296.409	64.783.611	48.897.765	156.926.402	110.572.522
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	6.830.100.523	6.814.137.154	4.937.131.509	5.034.348.611	208.678.621	141.337.663	11.975.910.653	11.989.823.428
Otros activos financieros no corrientes	14.839.459	7.937.828	457.622.311	496.520.403	21.867.195	26.363.289	494.328.965	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes	12.006.818	12.590.288	59.005.978	61.369.954	3.941.262	3.845.938	74.954.058	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	160.638.520	185.266.255	107.088.963	106.105.806	224.183	269.614	267.951.666	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	174.467	-	453.841	486.605	(174.467)	-	453.841	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	557.572.138	609.409.322	528.926.565	574.400.438	(1.008.906.975)	(1.110.176.150)	77.591.728	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	56.955.712	55.498.838	1.047.301.409	1.097.100.837	16.423.558	15.612.381	1.120.680.679	1.168.212.056
Plusvalía	124.535.521	125.609.898	90.423.493	100.220.100	1.157.575.877	1.185.023.629	1.372.534.891	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	5.833.949.790	5.723.349.345	2.591.315.693	2.522.222.675	(11.785.651)	(11.356.301)	8.413.479.832	8.234.215.719
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.231.170	8.514.562	8.231.170	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	69.428.098	94.475.380	54.993.256	75.921.793	21.282.469	23.240.701	145.703.823	193.637.874
TOTAL ACTIVOS	7.887.584.486	8.072.661.706	6.360.888.197	6.717.102.951	960.349.655	1.131.557.659	15.208.822.338	15.921.322.316

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	1.456.829.977	1.622.353.344	1.654.419.434	1.856.594.893	(504.538.009)	(284.126.253)	2.606.711.402	3.194.821.984
Otros pasivos financieros corrientes	342.389.093	297.869.150	205.062.637	119.552.373	5.431.362	4.384.156	552.883.092	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	664.278.091	777.931.218	1.077.276.485	1.403.375.115	13.678.240	107.570.617	1.755.232.816	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	354.751.091	371.111.287	235.479.721	189.021.282	(533.602.004)	(416.451.947)	56.628.808	143.680.622
Otras provisiones corrientes	38.255.268	38.351.988	53.857.825	51.247.787	644.564	622.909	92.757.657	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	20.625.690	96.623.249	2.926.152	16.472.461	177.075	2.376.603	23.728.917	115.472.313
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	36.530.744	40.466.452	79.816.614	76.925.875	9.132.754	11.883.262	125.480.112	129.275.589
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	5.488.147	-	5.488.147
PASIVOS NO CORRIENTES	2.458.760.766	2.398.122.150	1.601.772.269	1.770.828.652	292.015.686	278.330.784	4.352.548.721	4.447.281.586
Otros pasivos financieros no corrientes	1.835.820.392	1.871.186.406	985.412.314	1.153.615.811	265.804.222	264.295.311	3.087.036.928	3.289.097.528
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	46.572.468	3.858.836	197.186.188	155.526.685	-	-	243.758.656	159.385.521
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	9.555.366	4.908.454	-	-	(9.555.366)	(4.908.454)	-	-
Otras provisiones no corrientes	104.595.253	34.859.087	155.097.567	162.308.328	157.395	76.426	259.850.215	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	388.764.650	397.978.536	60.714.446	61.859.841	17.438.614	18.523.107	466.917.710	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	39.883.153	43.461.827	196.740.364	213.666.598	13.296.838	12.801.987	249.920.355	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes	33.569.484	41.869.004	6.621.390	23.851.389	4.873.983	(12.457.593)	45.064.857	53.262.800
PATRIMONIO NETO	3.971.993.743	4.052.186.212	3.104.696.494	3.089.679.406	1.172.871.978	1.137.353.128	8.249.562.215	8.279.218.746
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.971.993.743	4.052.186.212	3.104.696.494	3.089.679.406	1.172.871.978	1.137.353.128	6.158.430.595	6.201.976.047
Capital emitido	1.502.477.977	1.512.762.830	830.693.793	872.231.352	3.471.276.216	3.419.453.804	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.116.461.583	2.172.639.133	1.457.965.772	1.384.094.891	(356.717.039)	(504.999.579)	3.217.710.316	3.051.734.445
Primas de emisión	206.056.489	206.599.062	3.857.377	3.965.297	(209.913.866)	(210.564.359)	-	-
Otras reservas	146.997.694	160.185.187	812.179.552	829.387.866	(1.731.773.333)	(1.566.536.738)	(2.863.727.707)	(2.654.206.384)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.091.131.620	2.077.242.699
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.887.584.486	8.072.661.706	6.360.888.197	6.717.102.951	960.349.655	1.131.557.659	15.208.822.338	15.921.322.316

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	1.518.991.750	1.413.167.544	2.573.731.922	2.267.998.902	(349.629.645)	(301.734.898)	3.743.094.027	3.379.431.548
Ingresos de actividades ordinarias	1.489.293.880	1.381.533.399	2.324.004.548	2.093.909.819	(350.081.011)	(302.316.041)	3.463.217.417	3.173.127.177
Ventas de energía	1.381.209.280	1.278.180.894	2.114.608.188	1.936.316.779	(301.466.323)	(282.260.372)	3.194.351.145	2.932.237.301
Otras ventas	11.687.986	12.499.516	10.795.743	4.387.643	(5.225)	3.769.162	22.478.504	20.656.321
Otras prestaciones de servicios	96.396.614	90.852.989	198.600.617	153.205.397	(48.609.463)	(23.824.831)	246.387.768	220.233.555
Otros ingresos	29.697.870	31.634.145	249.727.374	174.089.083	451.366	581.143	279.876.610	206.304.371
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(802.597.507)	(742.076.563)	(1.707.187.749)	(1.521.239.260)	340.928.564	307.072.509	(2.168.856.692)	(1.956.243.314)
Compras de energía	(263.159.681)	(305.163.096)	(1.439.581.809)	(1.265.198.870)	309.172.398	280.890.133	(1.393.569.092)	(1.289.471.833)
Consumo de combustible	(328.215.704)	(263.594.490)	-	-	-	(2.277)	(328.215.704)	(263.596.767)
Gastos de transporte	(146.155.260)	(140.739.408)	(109.245.550)	(99.259.616)	39.535.559	27.219.038	(215.865.251)	(212.779.986)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(65.066.862)	(32.579.569)	(158.360.390)	(156.780.774)	(7.779.393)	(1.034.385)	(231.206.645)	(190.394.728)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	716.394.243	671.090.981	866.544.173	746.759.642	(8.701.081)	5.337.611	1.574.237.335	1.423.188.234
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	12.484.226	11.219.674	28.592.139	20.164.674	854.163	42.929	41.930.528	31.427.277
Gastos por beneficios a los empleados	(85.924.035)	(75.042.057)	(196.137.601)	(150.314.425)	(22.860.790)	(21.623.431)	(304.922.426)	(246.979.913)
Otros gastos, por naturaleza	(82.419.200)	(69.161.661)	(235.244.122)	(215.948.217)	4.279.120	4.200.075	(313.384.202)	(280.909.803)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	560.535.234	538.106.937	463.754.589	400.661.674	(26.428.588)	(12.042.816)	997.861.235	926.725.795
Gasto por depreciación y amortización	(129.907.802)	(114.156.798)	(101.947.686)	(110.120.487)	450.003	(1.128.746)	(231.405.485)	(225.406.031)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	321.483	(427.862)	(23.295.631)	(20.609.902)	(50)	-	(22.974.198)	(21.037.764)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	430.948.915	423.522.277	338.511.272	269.931.285	(25.978.635)	(13.171.562)	743.481.552	680.282.000
RESULTADO FINANCIERO	(89.163.251)	(100.902.673)	(24.848.378)	(129.127.740)	27.943.099	25.370.183	(86.068.530)	(204.660.230)
Ingresos financieros	16.153.242	15.005.895	110.199.736	37.918.192	16.139.761	36.957.690	142.492.739	89.881.777
Costos financieros	(80.322.586)	(79.889.097)	(134.805.225)	(165.186.252)	(1.988.409)	1.559.770	(217.116.220)	(243.515.579)
Resultados por Unidades de Reajuste	1.262.477	2.608.918	75.878	135.865	(3.060.009)	(7.506.308)	(1.721.654)	(4.761.525)
Diferencias de cambio	(26.256.384)	(38.628.389)	(318.767)	(1.995.545)	16.851.756	(5.640.969)	(9.723.395)	(46.264.903)
Positivas	31.345.494	31.616.735	2.504.248	1.998.436	20.091.499	19.960.620	53.941.241	53.575.791
Negativas	(57.601.878)	(70.245.124)	(2.823.015)	(3.993.981)	(3.239.743)	(25.601.589)	(63.664.636)	(99.840.694)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	5.997.663	8.648.698	869.965	1.468.449	(68.845)	(5.221)	6.798.783	10.111.926
Otras ganancias (pérdidas)	4.396.401	22.375.796	2.159.977	28.289	1.460.907	5.087.464	8.017.285	27.491.549
Resultado de Otras Inversiones	4.308.859	22.355.697	-	-	-	-	4.308.859	22.355.697
Resultados en Ventas de Activos	87.542	20.099	2.159.977	28.289	1.460.907	5.087.464	3.708.426	5.135.852
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	352.179.728	353.644.098	316.692.836	142.300.283	3.356.526	17.280.864	672.229.090	513.225.245
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(133.745.097)	(103.076.809)	(83.868.540)	(39.300.516)	6.525.598	(27.611.806)	(211.088.039)	(169.989.131)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	218.434.631	250.567.289	232.824.296	102.999.767	9.882.124	(10.330.942)	461.141.051	343.236.114
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	218.434.631	250.567.289	232.824.296	102.999.767	9.882.124	(10.330.942)	461.141.051	343.236.114
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	218.434.631	250.567.289	232.824.296	102.999.767	9.882.124	(10.330.942)	461.141.051	343.236.114
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	288.007.544	191.273.359
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	173.133.507	151.962.755
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	446.615.594	339.404.495	304.808.740	213.749.292	(60.515.771)	(70.450.336)	690.908.563	482.703.451
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(345.510.289)	(278.759.703)	(345.183.919)	(167.260.645)	3.390.877	438.346.387	(687.303.331)	(7.673.961)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(412.816.002)	(101.219.990)	(134.344.518)	(197.989.359)	(185.022.564)	(609.446.090)	(732.183.084)	(908.655.439)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

35.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014
ACTIVOS	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES	1.758.906.386	1.878.994.993	354.137.403	520.217.733	844.884.058	848.758.549	280.716.535	574.295.812	197.708.160	287.163.111	(203.440.857)	(177.931.310)	3.232.911.685	3.931.498.888
Efectivo y equivalentes al efectivo	734.466.795	989.320.583	25.756.121	25.917.276	119.256.996	197.723.645	60.427.738	357.750.546	26.747.781	134.033.441	-	-	966.655.431	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	44.876.942	8.518.962	891.323	-	37.190.234	52.870.583	6.986.519	38.065.858	-	-	-	-	89.945.018	99.455.403
Otros activos no financieros, corriente	21.736.662	16.052.871	15.931.154	4.151.319	118.590.352	115.566.129	10.258.017	12.267.413	18.928.286	27.060.380	-	-	185.444.471	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	626.529.484	578.408.890	239.367.533	416.026.626	523.124.304	446.392.339	170.771.645	147.531.981	118.394.306	93.735.123	120.875	(408.056)	1.678.308.147	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	166.066.284	134.750.382	29.581.162	28.097.713	24.892.276	22.359.268	896.623	748.922	1.456.579	3.256	(203.561.732)	(167.518.201)	19.331.192	18.441.340
Inventarios corrientes	48.467.556	43.677.878	38.012.082	41.937.394	1.983.185	934.466	16.660.021	16.506.890	31.178.180	30.463.526	-	-	136.301.024	133.520.154
Activos por impuestos corrientes, corriente	116.762.663	90.281.411	4.598.028	4.087.405	19.846.711	12.912.119	14.715.972	1.424.202	1.003.028	1.867.385	-	-	156.926.402	110.572.522
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	9.763.900.914	9.750.318.070	911.250.528	822.281.224	2.196.883.941	2.333.408.466	2.735.368.093	2.716.160.481	1.544.948.926	1.553.601.206	(5.166.441.749)	(5.185.946.019)	11.975.910.653	11.989.823.428
Otros activos financieros no corrientes	36.138.036	33.090.868	34.207	72.882	457.570.844	496.463.986	576.083	1.177.618	9.795	16.166	-	-	494.328.965	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes	514.880	236.772	5.039.289	4.232.688	65.989.836	69.746.584	3.407.143	3.644.175	-	-	2.910	(54.039)	74.954.058	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6.755.439	7.496.412	152.209.585	175.753.071	98.406.959	97.082.421	10.579.683	11.309.771	-	-	-	-	267.951.666	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	624.055	486.605	42.569.337	36.267.177	-	-	-	-	(42.739.551)	(36.267.177)	453.841	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	6.290.561.557	6.324.305.426	41.840.849	42.815.909	-	-	32.600.334	32.798.603	81.391.843	95.911.225	(6.368.802.855)	(6.422.197.553)	77.591.728	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	35.779.315	36.525.521	2.657.298	2.533.936	1.014.234.257	1.062.638.430	40.704.172	40.612.537	27.305.637	25.901.632	-	-	1.120.680.679	1.168.212.056
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	1.373.677	1.401.472	88.183.014	97.979.622	4.730.930	4.886.064	7.674.563	8.527.161	1.268.332.229	1.295.818.830	1.372.534.891	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	3.348.082.395	3.303.520.171	704.148.208	591.453.902	346.220.468	389.577.389	2.609.696.155	2.549.665.315	1.428.567.088	1.423.245.022	(23.234.482)	(23.246.080)	8.413.479.832	8.234.215.719
Propiedad de inversión	8.231.170	8.514.562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.231.170	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	35.597.644	34.387.860	3.323.360	3.530.759	73.709.226	83.652.857	33.073.593	72.066.398	-	-	-	-	145.703.823	193.637.874
TOTAL ACTIVOS	11.522.807.300	11.629.313.063	1.265.387.931	1.342.498.957	3.031.767.999	3.182.167.015	3.016.084.628	3.290.456.293	1.742.657.086	1.840.764.317	(5.369.882.606)	(5.363.877.329)	15.208.822.338	15.921.322.316

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014	30-06-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	701.728.592	744.843.606	715.255.654	919.270.662	565.905.996	479.284.646	530.074.685	828.561.609	268.965.204	269.583.701	(175.218.729)	(46.722.240)	2.606.711.402	3.194.821.984
Otros pasivos financieros corrientes	161.040.365	150.748.390	34.575.206	36.046.855	125.575.423	78.874.557	136.222.978	92.779.423	95.469.120	63.356.454	-	-	552.883.092	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	445.331.925	490.927.954	551.775.210	775.438.014	353.340.342	340.379.343	265.272.434	428.369.239	139.480.404	167.957.943	32.501	85.804.457	1.755.232.816	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	46.303.869	10.417.853	30.571.657	28.081.812	52.746.441	30.274.223	96.621.089	198.528.161	5.636.982	8.905.270	(175.251.230)	(132.526.697)	56.628.808	143.680.622
Otras provisiones corrientes	21.187.045	11.627.110	38.216.828	33.345.118	3.983.436	3.335.096	18.925.454	31.449.522	10.444.894	10.465.838	-	-	92.757.657	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	886.063	38.357.866	8.985.342	6.836.964	10.493.240	2.213.038	908.427	64.747.073	2.455.845	3.317.372	-	-	23.728.917	115.472.313
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	26.979.325	37.276.286	51.131.411	39.521.899	19.767.114	24.208.389	12.124.303	12.688.191	15.477.959	15.580.824	-	-	125.480.112	129.275.589
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	5.488.147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.488.147
PASIVOS NO CORRIENTES	1.464.700.681	1.410.672.019	370.604.948	291.965.068	858.729.823	959.581.284	1.205.045.758	1.241.915.054	528.678.856	601.204.740	(75.211.345)	(58.056.579)	4.352.548.721	4.447.281.586
Otros pasivos financieros no corrientes	1.089.629.296	1.042.430.478	42.786.384	44.052.205	521.685.674	627.845.559	1.090.517.759	1.162.494.911	342.417.815	412.274.375	-	-	3.087.036.928	3.289.097.528
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.711.078	210.533.569	120.587.518	33.225.087	35.086.925	-	-	-	-	-	-	243.758.656	159.385.521
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	42.563.369	36.594.486	28.394.070	-	-	-	-	-	(70.957.439)	(36.594.486)	-	-
Otras provisiones no corrientes	60.154.926	27.969.934	8.911.890	8.468.074	144.404.543	152.802.156	42.415.081	4.100.860	3.963.775	3.902.817	-	-	259.850.215	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	253.582.439	255.156.048	25.435.110	31.236.466	17.438.614	18.454.634	-	-	170.461.547	173.514.336	-	-	466.917.710	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	53.429.225	56.333.817	13.555.911	12.825.808	108.125.118	122.729.879	72.112.918	75.319.283	2.697.183	2.721.625	-	-	249.920.355	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes	7.904.795	25.070.664	26.818.715	38.200.511	5.456.717	2.662.131	-	-	9.138.536	8.791.587	(4.253.906)	(21.462.093)	45.064.857	53.262.800
PATRIMONIO NETO	9.356.378.027	9.473.797.438	179.527.329	131.263.227	1.607.132.180	1.743.301.085	1.280.964.185	1.219.979.630	945.013.026	969.975.876	(5.119.452.532)	(5.259.098.510)	8.249.562.215	8.279.218.746
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.356.378.027	9.473.797.438	179.527.329	131.263.227	1.607.132.180	1.743.301.085	1.280.964.185	1.219.979.630	945.013.026	969.975.876	(5.119.452.532)	(5.259.098.510)	6.158.430.595	6.201.976.047
Capital emitido	8.300.491.760	8.284.164.467	202.288.255	206.381.462	194.694.050	216.324.676	164.986.864	170.397.032	279.370.889	298.376.352	(3.337.383.832)	(3.371.196.003)	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.726.442.790	3.565.687.987	(92.848.046)	151.386.397	115.874.279	206.870.339	153.422.686	145.279.263	191.697.891	281.694.302	(876.879.284)	(996.411.049)	3.217.710.316	3.051.734.445
Primas de emisión	206.574.859	206.574.859	-	-	615.710.370	684.112.119	3.291.075	3.398.995	47.932	590.505	(825.624.236)	(894.676.478)	-	-
Otras reservas	(2.877.131.382)	(2.582.629.875)	70.087.120	76.268.162	680.853.481	635.993.951	959.263.560	900.904.340	473.896.314	389.314.717	(79.565.180)	3.185.020	(2.863.727.707)	(2.654.206.384)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.091.131.620	2.077.242.699
Total Patrimonio Neto y Pasivos	11.522.807.300	11.629.313.063	1.265.387.931	1.342.498.957	3.031.767.999	3.182.167.015	3.016.084.628	3.290.456.293	1.742.657.086	1.840.764.317	(5.369.882.606)	(5.363.877.329)	15.208.822.338	15.921.322.316

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

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	
		30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS															
ACTIVOS CORRIENTES	615.312.066	587.911.081	126.122.766	111.345.580	164.103.904	179.310.128	125.721.990	329.704.909	122.869.367	164.347.787	(96.645.520)	(114.094.932)	1.057.483.963	1.258.524.552	
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.154.828	50.627.592	20.419.027	20.268.881	48.140.516	76.039.740	17.154.130	224.564.345	16.767.464	73.264.364	-	-	131.635.965	444.764.922	
Otros activos financieros corrientes	1.600.155	4.389.709	-	-	19.014.488	26.000.508	75.367	20.460.311	-	-	-	-	20.690.010	50.850.528	
Otros activos no financieros, corriente	12.515.800	10.766.653	12.840.430	2.909.678	22.088.560	15.508.149	7.584.676	9.272.519	14.642.765	22.807.982	-	-	69.672.231	61.264.981	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	369.836.213	317.283.266	58.889.916	55.648.584	26.946.792	35.732.810	69.970.257	53.822.823	47.012.151	35.628.118	67.349	248.342	572.722.678	498.363.943	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	114.470.945	113.265.863	29.541.679	28.040.438	44.841.029	23.807.823	6.459.511	7.818.044	21.442.267	8.711.102	(96.712.869)	(104.338.221)	120.042.562	77.105.049	
Inventarios corrientes	38.488.981	36.871.184	2.354.941	2.268.098	22.401	24.762	9.762.067	12.342.664	22.214.093	22.290.073	-	-	72.842.483	73.796.781	
Activos por impuestos corrientes, corriente	49.245.144	44.701.761	2.076.773	2.209.901	3.049.518	2.396.336	14.715.972	1.424.202	790.627	1.646.148	-	-	69.878.034	52.378.348	
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	4.569.213.285	4.509.737.795	400.298.067	376.359.459	417.401.597	465.167.544	1.848.412.155	1.787.224.362	887.047.475	918.279.644	(1.292.272.056)	(1.242.631.650)	6.830.100.523	6.814.137.154	
Otros activos financieros no corrientes	14.256.964	6.719.853	-	30.877	1	1	572.699	1.170.931	9.795	16.166	-	-	14.839.459	7.937.828	
Otros activos no financieros no corrientes	42.847	42.847	4.619.915	3.804.828	6.317.304	7.666.802	1.026.752	1.075.811	-	-	-	-	12.006.818	12.590.288	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	46.064	-	150.782.763	174.458.331	7.767.312	8.630.215	2.042.381	2.177.709	-	-	-	-	160.638.520	185.266.255	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	170.215	-	33.012.633	31.402.626	-	-	-	-	(33.008.381)	(31.402.626)	174.467	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.863.809.419	1.852.154.229	1.816.123	1.981.428	17.368.734	19.298.297	-	-	44.597.888	57.999.593	(1.370.020.026)	(1.322.024.225)	557.572.138	609.409.322	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	19.321.832	18.851.913	63.290	70.302	2.556.466	2.847.709	24.573.713	22.960.562	10.440.411	10.768.352	-	-	56.955.712	55.498.838	
Plusvalía	-	-	1.373.677	1.401.472	-	-	4.730.930	4.886.064	7.674.563	8.527.161	110.756.351	110.795.201	124.535.521	125.609.898	
Propiedades, planta y equipo	2.657.762.887	2.621.113.891	238.148.724	191.081.462	323.208.462	362.640.263	1.790.504.899	1.707.545.357	824.324.818	840.968.372	-	-	5.833.949.790	5.723.349.345	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	13.973.272	10.855.062	3.323.360	3.530.759	27.170.685	32.681.631	24.960.781	47.407.928	-	-	-	-	69.428.098	94.475.380	
TOTAL ACTIVOS	5.184.525.351	5.097.648.876	526.420.833	487.705.039	581.504.901	644.477.672	1.974.134.135	2.116.929.270	1.009.916.942	1.082.627.431	(1.388.917.576)	(1.356.726.582)	7.887.584.486	8.072.661.706	

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	759.408.318	674.505.169	186.129.398	180.031.592	153.483.038	209.741.472	310.349.099	500.427.459	115.711.953	111.916.694	(68.251.829)	(54.269.042)	1.456.829.977	1.622.353.344
Otros pasivos financieros corrientes	155.441.729	146.364.103	31.241.454	29.204.543	786.248	547.554	98.079.720	90.868.809	56.839.942	30.884.141	-	-	342.389.093	297.869.150
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	324.674.526	330.234.621	100.403.048	104.631.867	66.081.153	55.829.739	127.222.800	194.459.885	45.894.413	63.043.076	2.151	29.732.030	664.278.091	777.931.218
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	245.590.100	139.180.109	29.627.806	27.161.544	73.290.561	147.681.040	67.646.224	131.257.351	6.850.380	9.832.315	(68.253.980)	(84.001.072)	354.751.091	371.111.287
Otras provisiones corrientes	20.502.746	10.932.577	2.040.686	666.299	-	-	13.021.904	24.071.622	2.689.932	2.681.490	-	-	38.255.268	38.351.988
Pasivos por impuestos corrientes	708.987	31.480.257	8.985.342	6.836.964	10.493.240	2.213.037	-	55.331.792	438.121	761.199	-	-	20.625.690	96.623.249
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	12.490.230	16.313.502	13.831.062	11.530.375	2.831.836	3.470.102	4.378.451	4.438.000	2.999.165	4.714.473	-	-	36.530.744	40.466.452
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.129.371.700	1.060.892.738	188.252.702	154.168.284	40.286.457	8.446.341	893.417.894	883.041.284	268.771.845	322.944.470	(61.339.832)	(31.370.967)	2.458.760.766	2.398.122.150
Otros pasivos financieros no corrientes	823.825.074	778.135.168	42.647.913	44.052.205	3.092.819	2.421.880	835.547.104	862.784.448	130.707.482	183.792.705	-	-	1.835.820.392	1.871.186.406
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.711.078	46.549.288	89.968	23.180	57.790	-	-	-	-	-	-	46.572.468	3.858.836
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	42.563.369	36.594.486	28.394.070	-	-	-	-	-	(61.402.073)	(31.686.032)	9.555.366	4.908.454
Otras provisiones no corrientes	56.755.776	25.161.118	-	-	5.091.917	5.571.273	39.025.711	465.509	3.721.849	3.661.187	-	-	104.595.253	34.859.087
Pasivo por impuestos diferidos	229.758.220	232.045.128	25.435.110	31.236.466	-	-	-	-	133.571.320	134.696.942	-	-	388.764.650	397.978.536
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	16.028.573	18.882.217	4.238.307	3.994.647	-	-	18.845.079	19.791.327	771.194	793.636	-	-	39.883.153	43.461.827
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.004.057	2.958.029	26.818.715	38.200.512	3.684.471	395.398	-	-	-	-	62.241	315.065	33.569.484	41.869.004
PATRIMONIO NETO	3.295.745.333	3.362.250.969	152.038.733	153.505.163	387.735.406	426.289.859	770.367.142	733.460.527	625.433.044	647.766.267	(1.259.325.915)	(1.271.086.573)	3.971.993.743	4.052.186.212
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.295.745.333	3.362.250.969	152.038.733	153.505.163	387.735.406	426.289.859	770.367.142	733.460.527	625.433.044	647.766.267	(1.259.325.915)	(1.271.086.573)	3.971.993.743	4.052.186.212
Capital emitido	2.066.166.419	2.066.342.520	106.323.034	108.474.430	103.668.470	115.185.419	161.726.447	167.029.702	209.510.934	227.902.984	(1.144.917.327)	(1.172.172.225)	1.502.477.977	1.512.762.830
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.546.515.284	1.401.123.725	(12.526.891)	(19.153.229)	104.581.919	159.510.944	114.518.731	110.289.985	89.441.426	170.891.294	273.931.114	349.976.414	2.116.461.583	2.172.639.133
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	47.932	590.505	-	-	206.056.489	206.599.062
Otras reservas	(522.944.927)	(311.223.833)	58.242.590	64.183.962	179.485.017	151.593.496	494.121.964	456.140.840	326.432.752	248.381.484	(388.339.702)	(448.890.762)	146.997.694	160.185.187
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.184.525.351	5.097.648.876	526.420.833	487.705.039	581.504.901	644.477.672	1.974.134.135	2.116.929.270	1.009.916.842	1.082.627.431	(1.388.917.576)	(1.356.726.582)	7.887.584.486	8.072.661.706

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	736.987.900	551.285.173	93.444.204	83.424.652	163.853.582	226.378.303	328.993.555	360.396.927	196.365.023	191.783.312	(651.704)	(100.823)	1.518.991.750	1.413.167.544
Ingresos de actividades ordinarias	733.787.970	546.936.985	68.268.368	62.584.391	163.853.582	226.376.213	328.993.555	359.145.471	195.838.844	186.581.138	(646.107)	(90.799)	1.489.293.880	1.381.533.399
Ventas de energía	710.023.154	513.913.971	51.358.203	37.743.349	131.564.601	196.305.763	325.126.446	358.865.199	163.136.876	171.352.612	-	-	1.381.209.280	1.278.180.894
Otras ventas	3.034.317	7.043.803	-	-	-	-	3.016.446	-	5.455.713	-	-	-	11.687.986	12.499.516
Otras prestaciones de servicios	20.730.499	25.979.211	16.910.165	24.841.042	32.288.981	30.070.450	48.331	280.272	27.064.745	9.772.813	(646.107)	(90.799)	96.396.614	90.852.989
Otros ingresos	3.199.120	4.348.188	25.175.836	20.840.261	-	2.090	802.332	1.251.456	5.202.174	5.202.174	(5.597)	(10.024)	29.697.870	31.634.145
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(528.720.875)	(425.806.219)	(31.242.943)	(26.622.737)	(68.282.802)	(112.254.137)	(99.193.682)	(105.186.893)	(75.157.205)	(72.206.577)	-	-	(802.597.507)	(742.076.563)
Compras de energía	(187.915.130)	(175.055.817)	(900.735)	(3.339.115)	(35.496.575)	(77.035.251)	(33.644.561)	(44.039.700)	(6.761.867)	(7.198.774)	1.559.187	1.505.561	(263.159.681)	(305.163.096)
Consumo de combustible	(217.565.801)	(165.257.965)	(24.068.591)	(19.130.616)	(26.673.340)	(24.999.781)	(19.305.912)	(14.540.529)	(40.602.001)	(39.665.599)	-	-	(328.215.704)	(263.594.490)
Gastos de transporte	(85.476.092)	(83.762.698)	(809.300)	(420.205)	(6.089.159)	(6.836.717)	(32.255.912)	(32.858.818)	(19.965.580)	(15.355.409)	(1.559.187)	(1.505.561)	(146.155.260)	(140.739.408)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(37.763.852)	(1.729.739)	(5.464.287)	(3.732.801)	(23.728)	(3.382.388)	(13.987.238)	(13.747.846)	(7.827.757)	(9.986.795)	-	-	(65.066.862)	(32.579.569)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	208.266.215	125.478.954	62.201.261	56.801.915	95.570.780	114.124.166	229.799.873	255.210.034	121.207.818	119.576.735	(651.704)	(100.823)	716.394.243	671.090.981
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	7.638.630	4.858.881	1.388.983	3.095.049	-	267.755	2.800.867	2.789.509	230.719	208.480	425.027	-	12.484.226	11.219.674
Gastos por beneficios a los empleados	(36.324.485)	(31.703.686)	(24.906.612)	(17.675.969)	(6.368.968)	(6.805.447)	(9.805.025)	(9.574.890)	(8.518.945)	(9.282.065)	-	-	(85.924.035)	(75.042.057)
Otros gastos, por naturaleza	(36.870.992)	(31.732.011)	(10.367.877)	(10.619.731)	(4.892.882)	(5.271.058)	(18.394.175)	(10.370.316)	(12.119.951)	(11.269.368)	226.677	100.823	(82.419.200)	(69.161.661)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	142.709.368	66.902.138	28.315.755	31.601.264	84.308.930	102.315.416	204.401.540	238.054.337	100.799.641	99.233.782	-	-	560.535.234	538.106.937
Gasto por depreciación y amortización	(58.986.573)	(45.990.462)	(15.046.955)	(12.002.303)	(11.715.247)	(13.041.799)	(18.628.500)	(19.933.697)	(25.530.527)	(23.188.537)	-	-	(129.907.802)	(114.156.798)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	109.558	189.544	-	(82.011)	38.168	-	205.000	(188.825)	(31.243)	(346.570)	-	-	321.483	(427.862)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	83.832.353	21.101.220	13.268.800	19.516.950	72.631.851	89.273.617	185.978.040	217.931.815	75.237.871	75.698.675	-	-	430.948.915	423.522.277
RESULTADO FINANCIERO	(50.976.907)	(33.411.453)	(15.352.903)	(65.444.318)	6.608.518	8.281.844	(15.965.423)	(16.819.320)	(8.668.625)	(3.819.905)	(4.807.911)	10.310.479	(89.163.251)	(100.902.673)
Ingresos financieros	172.930	1.636.005	9.543.326	1.688.908	5.299.431	10.430.557	1.604.343	4.973.962	583.118	522.703	(1.049.906)	(4.246.240)	16.153.242	15.005.895
Costos financieros	(33.990.198)	(35.134.261)	(18.880.996)	(16.964.064)	(5.788.916)	(6.206.561)	(17.638.828)	(21.646.399)	(5.073.555)	(4.400.075)	1.049.907	4.462.263	(80.322.586)	(79.889.097)
Resultados por Unidades de Reajuste	1.262.477	2.608.918	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.262.477	2.608.918
Diferencias de cambio	(18.422.116)	(2.522.115)	(6.015.233)	(50.169.162)	7.098.003	4.057.848	69.062	(146.883)	(4.178.188)	57.467	(4.807.912)	10.094.456	(26.256.384)	(38.628.389)
Positivas	22.354.003	11.962.177	2.811.604	12.333.316	18.719.640	9.041.424	667.587	434.659	1.368.451	1.236.555	(14.575.791)	(3.391.396)	31.345.494	31.616.735
Negativas	(40.776.119)	(14.484.292)	(8.826.837)	(62.502.478)	(11.621.637)	(4.983.576)	(598.525)	(581.542)	(5.546.639)	(1.179.088)	9.767.879	13.485.852	(57.601.878)	(70.245.124)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	4.026.459	8.655.425	1.971.204	(6.727)	-	-	-	-	-	-	-	-	5.997.663	8.648.698
Otras ganancias (pérdidas)	4.333.195	21.644.628	-	711.069	-	-	-	(52)	63.206	20.151	-	-	4.396.401	22.375.796
Resultado de Otras Inversiones	4.308.859	21.644.628	-	711.069	-	-	-	-	-	-	-	-	4.308.859	22.355.697
Resultados en Ventas de Activos	24.336	-	-	-	-	-	-	(52)	63.206	20.151	-	-	87.542	20.099
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	41.215.100	17.989.820	(12.899)	(45.223.026)	79.240.369	97.555.461	170.012.617	201.112.443	66.632.452	71.898.921	(4.807.911)	10.310.479	352.179.728	353.644.098
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(27.577.116)	(2.878.444)	2.599.218	3.049.205	(27.371.559)	(16.131.023)	(61.797.961)	(62.686.970)	(19.597.679)	(24.429.577)	-	-	(133.745.097)	(103.076.809)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	13.637.984	15.111.376	2.486.319	(42.173.821)	51.868.810	81.424.438	108.214.656	138.425.473	47.034.773	47.469.344	(4.807.911)	10.310.479	218.434.631	250.567.289
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	13.637.984	15.111.376	2.486.319	(42.173.821)	51.868.810	81.424.438	108.214.656	138.425.473	47.034.773	47.469.344	(4.807.911)	10.310.479	218.434.631	250.567.289
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	13.637.984	15.111.376	2.486.319	(42.173.821)	51.868.810	81.424.438	108.214.656	138.425.473	47.034.773	47.469.344	(4.807.911)	10.310.479	218.434.631	250.567.289
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora														
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras														

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	152.103.217	57.283.149	63.063.601	18.973.985	82.335.817	80.578.300	78.566.788	122.694.497	72.585.150	59.442.261	(2.038.979)	432.303	446.615.594	339.404.495
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(87.806.941)	(26.961.974)	(58.194.915)	(11.309.424)	(8.108.202)	(10.297.442)	(82.370.118)	(153.161.395)	(38.328.066)	(18.679.644)	(70.702.047)	(58.349.824)	(345.510.289)	(278.759.703)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(86.558.999)	(41.773.774)	(4.234.680)	(7.299.925)	(97.501.908)	(17.083.415)	(206.667.467)	(39.579.172)	(90.517.743)	(53.401.506)	72.664.795	57.917.802	(412.816.002)	(101.219.990)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución													
	Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales
ACTIVOS	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES	301.067.771	300.765.617	228.202.869	409.109.176	632.391.980	589.020.643	163.301.734	254.296.273	107.872.097	142.931.833	(9.079.763)	(13.369.202)	1.423.756.688	1.682.754.340
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.341.333	7.716.593	5.294.056	5.646.882	25.754.658	67.580.309	43.273.608	133.186.201	9.756.593	60.751.331	-	-	94.420.248	274.881.316
Otros activos financieros corrientes	27.975	470.266	891.323	-	2.461.566	6.971.011	6.911.151	17.605.547	-	-	-	-	10.292.015	25.046.824
Otros activos no financieros, corriente	8.567.296	4.837.555	3.037.360	1.192.805	93.307.968	96.485.884	2.673.341	2.994.894	4.251.000	4.217.571	-	-	111.836.965	109.728.709
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	252.335.319	257.568.198	180.467.419	360.374.168	495.878.105	410.307.454	100.801.388	93.709.158	69.391.332	56.349.775	(22.154)	(70.326)	1.098.851.409	1.178.238.427
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	20.150.947	26.178.562	335.443	353.432	30.234	23.473	2.744.292	2.636.246	15.498.489	13.402.430	(9.057.609)	(13.298.876)	29.701.796	29.295.267
Inventarios corrientes	3.120.163	3.542.452	35.657.141	39.669.296	1.750.153	717.960	6.897.954	4.164.227	8.964.087	8.173.453	-	-	56.389.498	56.267.388
Activos por impuestos corrientes, corriente	6.524.738	451.991	2.520.127	1.872.593	13.209.296	6.934.552	-	-	10.596	37.273	-	-	22.264.757	9.296.409
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	1.201.876.245	1.240.468.968	470.947.083	405.106.897	1.767.115.553	1.871.949.977	886.955.937	928.936.117	610.236.691	587.886.652	-	-	4.937.131.509	5.034.348.611
Otros activos financieros no corrientes	34.481	30.619	34.207	42.005	457.550.239	496.441.092	3.384	6.687	-	-	-	-	457.622.311	496.520.403
Otros activos no financieros no corrientes	472.032	188.157	419.374	427.860	55.734.180	58.185.573	2.380.392	2.568.364	-	-	-	-	59.005.978	61.369.954
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6.573.804	7.364.933	1.426.822	1.294.740	90.551.035	88.314.071	8.537.302	9.132.062	-	-	-	-	107.088.963	106.105.806
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	453.841	486.605	-	-	-	-	-	-	-	-	453.841	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	496.306.884	541.582.223	19.347	19.612	-	-	32.600.334	32.798.603	-	-	-	-	528.926.565	574.400.438
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13.567.516	14.613.951	2.594.008	2.463.635	1.008.246.641	1.055.986.162	16.130.458	17.651.975	6.762.786	6.385.114	-	-	1.047.301.409	1.097.100.837
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	88.183.015	97.979.622	-	-	-	-	-	-	90.423.493	100.220.100
Propiedades, planta y equipo	682.339.146	674.156.509	465.999.484	400.372.440	20.311.902	24.072.231	819.191.256	842.119.957	603.473.905	581.501.538	-	-	2.591.315.693	2.522.222.675
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	341.904	292.098	-	-	46.538.541	50.971.226	8.112.811	24.658.469	-	-	-	-	54.993.256	75.921.793
TOTAL ACTIVOS	1.502.944.016	1.541.234.585	699.149.952	814.216.073	2.399.507.533	2.460.970.620	1.050.257.671	1.183.232.390	718.108.788	730.818.485	(9.079.763)	(13.369.202)	6.360.888.197	6.717.102.951

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

Pais	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	181.703.654	244.981.388	529.242.042	739.412.769	550.215.079	382.669.070	228.032.766	337.839.518	174.305.656	165.061.350	(9.079.763)	(13.369.202)	1.654.419.434	1.856.594.893
Otros pasivos financieros corrientes	167.276	133	3.333.751	6.842.312	124.789.174	78.327.002	38.143.258	1.910.613	38.629.178	32.472.313	-	-	205.062.637	119.552.373
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	111.284.991	117.620.794	451.005.730	670.451.782	283.776.312	278.869.512	138.049.634	233.909.354	93.159.502	102.523.673	316	-	1.077.276.485	1.403.375.115
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	62.924.204	111.172.127	1.428.070	1.448.331	122.603.061	3.897.216	37.282.045	76.976.179	20.324.420	8.896.631	(9.080.079)	(13.369.202)	235.479.721	189.021.282
Otras provisiones corrientes	39.735	71.623	36.176.142	32.678.820	3.983.436	3.335.096	5.903.550	7.377.900	7.754.962	7.784.348	-	-	53.857.825	51.247.787
Pasivos por impuestos corrientes	-	4.501.006	-	-	1	1	908.427	9.415.281	2.017.724	2.556.173	-	-	2.926.152	16.472.461
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	7.287.448	11.615.705	37.300.349	27.991.524	15.063.095	18.240.243	7.745.852	8.250.191	12.419.870	10.828.212	-	-	79.816.614	76.925.875
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	56.227.133	72.612.722	182.352.246	137.796.785	799.075.110	930.337.149	311.627.865	358.873.770	252.489.915	271.208.226	-	-	1.601.772.269	1.770.828.652
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	138.470	-	518.592.855	625.423.679	254.970.655	299.710.462	211.710.334	228.481.670	-	-	985.412.314	1.153.615.811
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	163.984.281	120.497.550	33.201.907	35.029.135	-	-	-	-	-	-	197.186.188	155.526.685
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	3.399.151	2.808.816	8.911.890	8.468.074	139.155.230	147.154.456	3.389.370	3.635.352	241.926	241.630	-	-	155.097.567	162.308.328
Pasivo por impuestos diferidos	23.824.219	23.042.447	-	-	-	-	-	-	36.890.227	38.817.394	-	-	60.714.446	61.859.841
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.103.813	24.649.613	9.317.605	8.831.161	108.125.118	122.729.879	53.267.840	55.527.956	1.925.988	1.927.989	-	-	196.740.364	213.666.598
Otros pasivos no financieros no corrientes	4.899.950	22.111.846	-	-	-	-	-	-	1.721.440	1.739.543	-	-	6.621.390	23.851.389
PATRIMONIO NETO	1.265.013.229	1.223.640.475	(12.444.336)	(62.993.481)	1.050.217.344	1.147.964.401	510.597.040	486.519.102	291.313.217	294.548.909	-	-	3.104.696.494	3.089.679.406
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.265.013.229	1.223.640.475	(12.444.336)	(62.993.481)	1.050.217.344	1.147.964.401	510.597.040	486.519.102	291.313.217	294.548.909	-	-	3.104.696.494	3.089.679.406
Capital emitido	367.928.682	367.928.682	60.383.456	61.605.286	358.743.602	398.597.876	3.260.416	3.367.331	40.377.637	40.732.177	-	-	830.693.793	872.231.352
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.316.473.720	1.227.190.356	(75.256.786)	(127.076.910)	74.372.867	135.984.405	38.903.955	34.989.277	103.472.016	113.007.763	-	-	1.457.965.772	1.384.094.891
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	3.291.075	3.398.995	-	-	-	-	3.857.377	3.965.297
Otras reservas	(419.955.475)	(372.044.865)	2.428.994	2.478.143	617.100.875	613.382.120	465.141.594	444.763.499	147.463.564	140.808.969	-	-	812.179.552	829.387.866
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	1.502.944.016	1.541.234.585	699.149.952	814.216.073	2.399.507.533	2.460.970.620	1.050.257.671	1.183.232.390	718.108.788	730.818.485	(9.079.763)	(13.369.202)	6.360.888.197	6.717.102.951

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	602.070.547	524.504.987	291.727.978	156.690.360	972.984.977	881.224.893	444.192.991	471.369.076	262.755.429	234.209.586	-	-	2.573.731.922	2.267.998.902
Ingresos de actividades ordinarias	599.334.927	521.087.688	140.555.050	103.918.414	880.764.421	788.424.162	442.268.349	453.348.597	261.081.801	227.130.958	-	-	2.324.004.548	2.093.909.819
Ventas de energía	536.260.905	475.440.439	131.276.115	98.027.783	835.659.053	753.527.261	363.651.744	388.833.928	247.760.371	220.487.368	-	-	2.114.608.188	1.936.316.779
Otras ventas	2.462.064	2.721.908	178.877	28.544	6.176.035	-	83.789	1.624.338	1.894.978	12.853	-	-	10.795.743	4.387.643
Otras prestaciones de servicios	60.611.958	42.925.341	9.100.058	5.862.087	38.929.333	34.896.901	78.532.816	62.890.331	11.426.452	6.630.737	-	-	198.600.617	153.205.397
Otros ingresos	2.735.620	3.417.239	151.172.928	52.771.946	92.220.556	92.800.731	1.924.642	18.020.479	1.673.628	7.078.628	-	-	249.727.374	174.089.083
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(470.835.048)	(389.140.154)	(79.471.018)	(79.797.750)	(732.699.771)	(628.116.535)	(247.098.475)	(269.156.799)	(177.083.437)	(155.028.022)	-	-	(1.707.187.749)	(1.521.239.260)
Compras de energía	(422.348.875)	(354.863.888)	(79.048.271)	(79.239.492)	(590.309.131)	(477.923.824)	(184.077.622)	(209.285.646)	(163.797.910)	(143.886.020)	-	-	(1.439.581.809)	(1.265.198.870)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(29.372.795)	(22.610.181)	(422.747)	(540.712)	(37.363.885)	(34.105.940)	(42.086.123)	(42.002.783)	-	-	-	-	(109.245.550)	(99.259.616)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(19.113.378)	(11.666.085)	-	(17.546)	(105.026.755)	(116.086.771)	(20.934.730)	(17.868.370)	(13.285.527)	(11.142.002)	-	-	(158.360.390)	(156.780.774)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	131.235.499	135.364.833	212.256.960	76.892.610	240.285.206	253.108.358	197.094.516	202.212.277	85.671.992	79.181.564	-	-	866.544.173	746.759.642
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	2.921.682	2.636.813	16.399.430	8.892.736	5.439.738	5.150.196	1.892.428	2.074.936	1.938.861	1.410.193	-	-	28.592.139	20.164.674
Gastos por beneficios a los empleados	(16.673.144)	(15.979.806)	(110.465.977)	(64.196.150)	(41.187.367)	(41.033.117)	(17.143.025)	(17.401.779)	(10.668.088)	(11.703.573)	-	-	(196.137.601)	(150.314.425)
Otros gastos, por naturaleza	(31.106.210)	(32.105.279)	(78.390.088)	(62.446.420)	(80.388.161)	(80.605.037)	(33.034.089)	(29.627.995)	(12.325.574)	(11.163.486)	-	-	(235.244.122)	(215.948.217)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	86.377.827	89.916.361	39.800.325	(40.857.224)	124.149.416	136.620.400	148.809.830	157.257.439	64.617.191	57.724.698	-	-	463.754.589	400.661.674
Gasto por depreciación y amortización	(14.245.480)	(13.372.977)	(5.935.852)	(5.253.233)	(36.724.513)	(44.049.279)	(31.249.302)	(34.566.171)	(13.792.539)	(12.878.827)	-	-	(101.947.686)	(110.120.487)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(2.027.893)	(434.866)	(1.165.193)	(1.008.495)	(19.468.119)	(18.185.916)	217.135	(320.658)	(851.561)	(659.967)	-	-	(23.295.631)	(20.609.902)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	70.104.454	76.108.518	32.699.280	(47.118.952)	67.956.784	74.385.205	117.777.663	122.370.610	49.973.091	44.185.904	-	-	338.511.272	269.931.285
RESULTADO FINANCIERO	5.333.438	1.325.713	16.678.604	(18.387.901)	(24.710.936)	(95.761.372)	(14.398.090)	(13.082.859)	(7.751.394)	(2.689.870)	-	(531.451)	(24.848.378)	(129.127.740)
Ingresos financieros	6.507.135	4.062.149	51.281.094	6.564.848	47.762.021	22.694.775	2.816.578	3.211.007	1.832.908	1.385.413	-	-	110.199.736	37.918.192
Costos financieros	(1.083.678)	(1.589.953)	(34.872.848)	(24.375.723)	(72.356.992)	(118.796.101)	(17.317.367)	(16.352.735)	(9.174.340)	(4.071.740)	-	-	(134.805.225)	(165.186.252)
Resultados por Unidades de Reajuste	75.878	135.865	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75.878	135.865
Diferencias de cambio	(165.897)	(1.282.348)	270.358	(577.026)	(115.965)	339.954	102.699	58.869	(409.962)	(3.543)	-	(531.451)	(318.767)	(1.995.545)
Positivas	844.929	1.270.873	446.506	549.187	357.969	372.622	511.725	169.705	568.897	394.780	(225.778)	(758.731)	2.504.248	1.998.436
Negativas	(1.010.828)	(2.553.221)	(176.148)	(1.126.213)	(473.934)	(32.668)	(409.026)	(110.836)	(978.859)	(398.323)	225.778	227.280	(2.823.015)	(3.993.981)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	16.147	15.227	-	-	853.818	1.453.222	-	-	-	-	869.965	1.468.449
Otras ganancias (pérdidas)	1.588.305	-	-	-	-	-	3.607	20.145	568.065	8.144	-	-	2.159.977	28.289
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	1.588.305	-	-	-	-	-	3.607	20.145	568.065	8.144	-	-	2.159.977	28.289
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	77.026.197	77.434.231	49.394.031	(65.491.626)	43.245.848	(21.376.167)	104.236.998	110.761.118	42.789.762	41.504.178	-	(531.451)	316.692.836	142.300.283
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(18.776.875)	(15.592.958)	-	4.166.242	(7.136.746)	22.502.360	(44.663.024)	(38.239.408)	(13.291.895)	(12.136.752)	-	-	(83.868.540)	(39.300.516)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	58.249.322	61.841.273	49.394.031	(61.325.384)	36.109.102	1.126.193	59.573.974	72.521.710	29.497.867	29.367.426	-	(531.451)	232.824.296	102.999.767
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	58.249.322	61.841.273	49.394.031	(61.325.384)	36.109.102	1.126.193	59.573.974	72.521.710	29.497.867	29.367.426	-	(531.451)	232.824.296	102.999.767
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	58.249.322	61.841.273	49.394.031	(61.325.384)	36.109.102	1.126.193	59.573.974	72.521.710	29.497.867	29.367.426	-	(531.451)	232.824.296	102.999.767

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$	30-06-2015 M\$	30-06-2014 M\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	69.139.936	20.435.090	110.091.891	70.958.243	7.405.785	76.542.108	67.548.785	36.938.599	50.736.799	8.587.761	(114.456)	287.491	304.808.740	213.749.292
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(17.277.260)	(1.706.629)	(105.333.390)	(71.383.046)	(95.410.198)	(100.051.371)	(48.106.864)	41.816.033	(66.030.389)	(23.554.834)	(13.025.818)	(12.380.798)	(345.183.919)	(167.260.645)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(49.300.916)	(29.631.105)	(4.926.887)	(5.246.121)	51.194.836	(12.178.510)	(109.336.666)	(153.905.561)	(35.115.159)	(9.121.368)	13.140.274	12.093.306	(134.344.518)	(197.989.359)

La columna de eliminaciones corresponde a transacciones entre empresas de diferentes líneas de negocio y país, principalmente compras y ventas de energía y servicios.

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	jun-15	dic-14	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
										-	-	-	-	-	-
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	14.928.585	M\$	31.660.089	73.177.119	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	4.324.536	M\$	3.195.200	3.033.750	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMESA	M\$	-	M\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	830.752	M\$	696.137	702.470	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	21.844.166	M\$	48.742.222	50.509.024	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	6.632.969	M\$	128.670.907	161.031.458	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	14.161.689	M\$	63.595.496	77.294.260	-	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	188.241	M\$	3.877.827	-	-	-	-	-	-	-

Al 30 de junio de 2015 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 31.859.550.684 (M\$ 26.810.959.242 al 30 de junio de 2014).

36.2 Garantías Indirectas.

Al 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014 no existen garantías indirectas.

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\$835.146.013.); y, por vía filial, 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 (aprox. M\$203.713.555.); 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 (aprox. M\$ 65.287.319) 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\$ 1.190 millones (aprox. M\$ 245.103.110).

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. En junio 2015 Ampla ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$ 58.851.685 (aprox. M 12.121.623).

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\$ 41.194) 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. Con fecha 1 de junio 2015 se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aprox. M\$ 16.477) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R\$ 95.465.103 –aprox.M\$ 19.662.852- (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentará recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$ 333.580.908 (aprox. M\$ 68.707.326).

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. Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$145 millones (aprox. M\$ 29.865.505).

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 el año 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 periodos 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\$ 163 millones (aprox. M\$ 33.572.947).

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 permite 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 €). En abril 2014, 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). Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$1.096 millones (aprox. M\$ 225.742.024).

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 y 2006: 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 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa y está pendiente su decisión. Respecto del año 2010: El acta fue recibida en enero 2015 y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R\$ 120 millones (aprox. M\$ 24.716.280)

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. En junio 2015, la Suprema Corte de Brasilia falló a favor de Ampla una acción deducida por ésta última en el año 2002 en contra de la constitucionalidad de las leyes dictadas. Esta decisión implicará la suspensión de los procedimientos de cobro de multas e intereses, ya que el impuesto se encuentra pagado. El Estado de Río de Janeiro podría eventualmente apelar, pero sus posibilidades de ganar son muy restringidas ya que este fallo fue emitido por el pleno. Además, esta sentencia significará la eliminación de la garantía. La cuantía asciende a R\$276 millones (aprox. M\$ 56.847.444).

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\$171.766.662 (aprox. M\$ 35.378.608) 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\$ 3.213.116). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$90.844.524 (aprox. M\$ 18.711.156) . 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\$104.582.213 (aprox. M\$21.540.694) 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\$ 24.235.749) 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. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015.

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\$ 107.268.791), 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 presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio CIEN presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. 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 12^a 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.- En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, COFINS y PIS, se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31/10/2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. Endesa Fortaleza había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de CGTF (Endesa Fortaleza) deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió un (Ley Administrativa) Nota técnica indica que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. El PIS y COFINS pagado en exceso bajo el régimen no acumulativo por CGTF y CIEN, entre noviembre de 2004 noviembre de 2005, generan créditos fiscales, que fueron utilizados para pagar otros impuestos debidos. Sin embargo, las autoridades fiscales en el 2009 rechazaron los procedimientos de compensación. Adicionalmente, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos 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) Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente sólo respecto de octubre 2004. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Además, la segunda instancia administrativa falló a favor de Endesa Fortaleza 20 procedimientos de compensación que se refieren al mes de diciembre de 2005 y la autoridad tributaria apeló al Consejo Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$ 73 millones aprox. (aprox. M\$ 15.035.737).

14.- Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. 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 contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta 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). En diciembre 2014, la compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$ 222 millones (aprox. M\$ 45.725.118).

15.- 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\$741.000.000. 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. En junio de 2015 se dictó una resolución que ordenó la desvinculación de la EEB por efectos de un vicio nulidad así como la exclusión de aquellas entidades que habían sido vinculadas por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca como demandados por ser contaminantes de las aguas del río Bogotá, lo que había sido confirmado por el Consejo de Estado. Contra esta decisión se interpuso recurso de reposición y, en subsidio, apelación. Pendiente la resolución de estos recursos.

16.- 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.

17.- 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\$ 23.500.268), 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 por \$ 14.432.754.679 (actualizados a mayor de 2014), (aprox. M\$ 3.564.890). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de Diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría, pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de Septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que nos corriera traslado del mencionado informe y estamos a la espera de que el Juzgado Décimo Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie, o bien corriendo el traslado solicitado o bien de fondo sobre el acuerdo suscrito entre Codensa y la UAESP.

18.- 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 socio-

económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente 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 93 mil millones de pesos colombianos (M\$ 22.971.000).

19.- En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de Codensa por la cual los demandantes pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se encuentra pendiente se dicte el auto de pruebas. La cuantía estimada es de aprox. 337.626.840.000 pesos colombianos (aprox M\$. 83.393.829.)

20.- En febrero de 2015 Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores del Embalse Betania, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de este año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones. Emgesa por su parte presentó recurso de reposición en contra de esta decisión solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. La medida cautelar fue modificada, lo que ha permitido a Emgesa iniciar el llenado del embalse. Sin embargo, la CAM, autoridad ambiental regional, emitió con fecha 3 de julio de 2015 la resolución 1503, que ordena suspender temporalmente el llenado del embalse de Quimbo. Se están analizando por Emgesa las acciones legales a adoptar, no obstante el procedimiento de llenado sigue su curso con normalidad y conforme a lo previsto. Actualmente se encuentra pendiente la contestación de la demanda. La cuantía de este proceso es 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 declararla 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. En mayo 2015, Edegel fue notificada con la resolución de la Corte de Apelaciones que declara nula la resolución del PJ. 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: se espera que el PJ dicte nueva resolución sobre la demanda de Edegel. Y a la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Edegel. 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. En diciembre 2014, el TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel pero aún no ha sido notificada. Se espera la notificación. La Cuantía total S./126,5 millones (aprox. M\$ 25.428.903), que se desglosa en Cuantía Activa S/59,8 millones (Aprox. M\$ 12.020.936) y Cuantía Pasiva: S/ 66,7 millones (aprox. M\$ 13.407.967).

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 Chile 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, la que finalmente con fecha 22.06.2015 acogió el recurso interpuesto, revocando las sentencias de primera y segunda instancias, condenando a Endesa Chile al pago de la suma de UF 65.579, equivalentes a \$1.638.357.534

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 periodo de discusión y el periodo de prueba, encontrándose las partes citadas para oír sentencia.

25.- Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios ribereños 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. Se dictó sentencia definitiva de primera instancia favorable a los demandantes, en contra de la cual Endesa Chile y el fisco presentaron recurso de apelación en su contra, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de vista ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

26.- 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, la cual con fecha 29.01.2015 rechazó los recursos de reclamación interpuestos. En contra de dicha resolución, la compañía dedujo recurso de apelación para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

27.- 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 Chile, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio,

aplicando una multa de 8640,4 UTA. En su contra, Endesa Chile presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el cual, con fecha 27.03.2015 dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha sentencia del Tribunal Ambiental, las partes, reclamantes y reclamado, presentaron recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

28.- 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 Decreto Supremo (DS) del Ministerio del Medio Ambiente 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\$46.186.616. 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 reconvenzional 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 reconvenzional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su réplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenzional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su réplica a la demanda reconvenzional. 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. A la fecha, se encuentra pendiente se dicte el auto de prueba, lo cual fue también solicitado por Celta

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, es decir Enersis o Endesa Chile, no haciendo referencia a sus filiales. 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 periodos 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 por incumplimiento de otra deuda de Endesa Chile. 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 en el contrato en incumplimiento), 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, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, en el caso de Enersis y los US\$ 50 millones en una deuda individual, 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 30 de junio de 2015, el Patrimonio de Enersis fue de \$ 8.249.562 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 30 de junio de 2015, la Razón de Endeudamiento fue de 0,84.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 30 de junio de 2015, la relación mencionada fue de 1,91.

Cabe señalar, que la línea de crédito local, no desembolsada, incluye otros covenants como Razón de Endeudamiento y Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los "Yankee Bonds" no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de junio de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Enersis era el Ratio 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 30 de junio de 2015, 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 30 de junio de 2015, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.628.959 millones.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 30 de junio de 2015, la relación mencionada fue de 9,33.
- 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 30 de junio de 2015, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 338,77 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 30 de junio de 2015, 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 30 de junio de 2015, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a las líneas 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 30 de junio de 2015, 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 30 de junio de 2015, 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 junio 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 30 de junio de 2015, 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 30 de junio de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a Financiamientos con Banco Nacional do Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo último vencimiento es en mayo de 2023. 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 BNDES, con vencimiento en junio de 2020. Al 30 de junio de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón Deuda/EBITDA.

En Argentina, 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 30 de junio de 2015, 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el covenant Cobertura de Intereses (EBITDA/Gastos financieros) correspondiente al préstamo con Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú que vence en febrero de 2016, se encontraba en incumplimiento. El Chocón ha realizado los pagos de

capital e intereses y a la fecha está negociando con los acreedores, quienes no han manifestado su intención de acelerar la deuda. 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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, 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 nuestra filial argentina de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de junio de 2015, marzo de 2015 y diciembre de 2014, como se menciona más arriba.

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

36.5 Otras informaciones.

Endesa Costanera S.A.

- El 14 de julio de 2015 se publicó la Resolución S.E. N° 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del MEM del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución S.E. N° 529/14, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINVEMEM 2015-2018, el cual será de aplicación desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2018. El mismo será de aplicación solo a los generadores que participen de proyectos aprobados. En ese sentido, se reconoce a cada generador desarrollado en el marco de las inversiones FONINVEMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años una remuneración directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la remuneración adicional directa.

No obstante ello, 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 18 de marzo de 2015, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la Nota SS.EE. 476/2015, la cual establece el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, la Sociedad deberá renunciar a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Res. SE. N° 95/2013 sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Res. SE N° 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

El procedimiento implica la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la Sociedad conforme lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma y hasta las transacciones económicas del mes de diciembre de 2014. A partir de la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renunciaría la Sociedad, deberán ser aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la Sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a la Sociedad deberán ser acumuladas en una cuenta especial denominada “Cuenta Contratos de Disponibilidad”.

A los efectos de la instrumentación de las condiciones establecidas previamente, la Sociedad debía suscribir con CAMMESA, las adendas respectivas a los contratos. El 17 de junio de 2015, CAMMESA desarrolló todos los documentos provisorios requeridos así como las modificaciones incluidas en las adendas, según lo definido en el procedimiento, y los puso a consideración de la Sociedad y la Secretaría de Energía. En ese sentido, con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. N° 1210/15 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Res. SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable. Como consecuencia de ello, durante el primer semestre de 2015 se reconoció una disminución de 1,02 millones de pesos chilenos en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los resultados financieros de 4,17 millones de pesos chilenos.

El 03 de julio de 2015 la Sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entenderán plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos.

Edesur S.A.

- Con fecha 11 de marzo de 2015, la SE emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, establece lo siguiente: (i) aprueba un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la RTI cuya fecha de realización no está definida, surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del E.N.R.E., que no se trasladará a tarifa sino que será cubierto mediante transferencias de la CAMMESA con fondos del Estado Nacional; (ii) a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) serán considerados como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye a CAMMESA a emitir liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir (LVFVD) por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruye al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI.

Como consecuencia de lo anterior, durante el período de seis meses finalizado el 30 de junio de 2015 se reconocieron ingresos por 164,814 millones \$ chilenos, que se encuentran expuestos de la siguiente manera: por el punto (i), 103,253 millones \$ chilenos en la línea “Otros ingresos de explotación”; por el punto (ii), 16,638 millones \$ chilenos entre las “Ventas de energía”; y por los puntos (iii) y (iv), 44,922 millones \$ chilenos en los “Otros ingresos de explotación”. Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representa un primer paso hacia la mejora de la situación económica de la Sociedad, las inversiones seguirán siendo financiadas a través de mutuos con CAMMESA, restando resolver mecanismos que permitan el repago de los saldos remanentes a favor del MEM, como así también las actualizaciones de los ingresos que contemplen los futuros aumentos en los costos operativos.

Por otra parte y en relación con lo anterior, con fecha 29 de junio de 2015 la Secretaría de Energía (SE) emitió su Nota N° 1208 mediante la cual instruye a CAMMESA el método para calcular las deudas que Edesur mantiene con el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del MMC. Como consecuencia de ello, durante el primer semestre de 2015 se reconocieron resultados financieros netos por 51,61 millones de pesos chilenos.

- Con fecha 12 de julio de 2012, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina (ENRE), mediante Resolución N° 183/2012, ha informado a Edesur la designación de un “Veedor” por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur.

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, 34/2013, 243/2013 y 31/2014 y la Disposición ENRE N° 25/2013, 2/2014 y 36/2014.

Asimismo, mediante la Disposición ENRE N° 244/14 de fecha 3 de septiembre de 2014, se designó a Rubén E. Segura como veedor en Edesur 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. Con fecha 22 de abril de 2015 el ENRE emitió la Resolución N° 128/2015 por la que amplía tal designación por un plazo de 90 días hábiles administrativos. Los efectos del recurso de reconsideración y alzada en subsidio interpuesto contra la resolución mencionada en primer término se mantienen y extienden a las resoluciones a través de las cuales se dispuso prorrogar los efectos de la veeduría.

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.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

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, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Como es de público conocimiento esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó 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 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, dada 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 cual la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de MM\$69.066 (aproximadamente US\$ 121 millones). Ver nota 14.1.a).

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

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 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014, era la siguiente:

País	30-06-2015				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	77	2.000	271	2.348	2.418
Argentina	50	3.637	1.159	4.846	4.635
Brasil	26	2.139	503	2.668	2.681
Perú	40	900	-	940	944
Colombia	35	1.549	30	1.614	1.617
Total	228	10.225	1.963	12.416	12.296

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

38. SANCIONES.

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

Filiales

1.- Endesa Chile

- 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\$ 2.626.
- 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\$ 4.537.247). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que, con fecha 27.03.2015 el Tribunal dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, las partes presentaron recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, 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.
- Por resolución de la Inspección del Trabajo N° 1209/15/16, se impuso a Endesa una multa de \$2.594.400.- por no dar cumplimiento a las resoluciones DT que autorizan una distribución excepcional de la jornada de trabajo. Multa en proceso de pago.

2.- Pehuenche

- 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.

- 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.
- Al segundo trimestre de 2015 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha impuesto a Chilectra S.A. 1 sanción por un monto de M\$ 778.320.-, cuyo monto ha sido reclamado ante la autoridad y los tribunales de justicia.

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\$ 1.662.292). 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\$ 1.987.859) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 108.007). 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\$ 194.499) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 349.707). 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\$ 751.336) 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\$ 1.896.798), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por \$ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 27.353.275).
- 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\$ 8.060) 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\$ 922.004).
- 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\$ 2.525.391) , 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\$ 1.396.063).
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2015 y finalizado el 31 de marzo de 2015, 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 \$ 10.532.955,18 pesos argentinos (aprox. M\$ 740.645), y con 7 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 3.524.428 pesos argentinos (aprox. M\$ 247.827).
- Para el período iniciado el 1° de abril de 2015 y finalizado el 30 de junio de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 36.646.432,59 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.576.864).

5.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- 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\$ 1.406). 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\$ 773). 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\$ 211).
- Durante los dos primeros trimestres de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

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\$ 3.371.625). 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\$ 3.586). 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\$ 2.718). 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\$ 7.245). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.
- Durante los dos primeros trimestres de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

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\$ 225), 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\$ 388) 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.
- Durante los dos primeros trimestres de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

8.- Yacylec S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio de la Líneas y Salida de servicio de Equipos por un total de \$ 53.585 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.768), siendo abonado por Yacylec S.A. durante el 2014 el monto de \$1.668 pesos argentinos (Aprox. M\$ 118), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.
- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio de la Líneas y Salida de servicio de Equipos por un total de \$ 231.925 pesos argentinos (aprox. M\$ 16.308), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$ 321.254 pesos argentinos (aprox. M\$ 22.590) incluyendo intereses, los cuales se encuentran pendientes de pago dada la falta de ajuste de la remuneración que le corresponde a la Cía. por parte de la autoridades argentinas.
- Durante el primer semestre de 2015 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio por un total de \$ 13.677 pesos argentinos (aprox. M\$ 962), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$ 5.078 pesos argentinos (aprox. M\$ 357) incluyendo intereses, los cuales se encuentran pendientes de pago dada la falta de ajuste de la remuneración que le corresponde a la Cía. por parte de la autoridades argentinas..

9. Transportadora de Energía S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa Maria y Salida de la Línea por un total de \$ 38.487,65 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.731), siendo abonado por TESA S.A. durante el 2014 el monto de \$ 46.072,38 pesos argentinos (Aprox. M\$ 3.269), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.
- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso una sanción por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa Maria y Salida de la Línea por un total de \$ 13.214,68 pesos argentinos (aprox. M\$ 929), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 14.360,67 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.010) incluyendo intereses.
- Durante el primer trimestre de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

10. Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso cinco sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa Maria y por Salida de la Línea por \$ 7.896,95 pesos argentinos (aprox. M\$ 560), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. incluyendo los intereses correspondientes durante los años 2013 y 2014 por un importe de \$ 11.337,32 pesos argentinos (aprox. M\$ 804).
- Durante el año 2014 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso 3 sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa Maria por \$ 5.268 pesos argentinos (aprox. M\$ 374), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. durante el año 2014 incluyendo los intereses correspondientes, en total se abonaron \$ 7.543,73 pesos argentinos (aprox. M\$ 535).
- Durante el primer semestre de 2015, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso una sanción por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa Maria y Salida de la Línea por un total de \$ 1.308 pesos argentinos (aprox. M\$ 92), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 2.945 pesos argentinos (aprox. M\$ 207) incluyendo intereses.

11.- Ampla Energía S.A.

- 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\$ 6.140.083). 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\$ 29.577). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 732.794), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 435.131).

- 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\$ 24.758). 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\$ 13.658). (*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\$ 15.741).
- 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\$ 4.991). 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\$ 4.292), 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\$ 4.832.522). 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\$ 813.853). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 6.697.915), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 570.901). 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\$ 57.382). 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\$ 25.694). 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\$ 13.413).
(* 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 por un monto de € 665.565 (aprox. M\$ 475.826), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.325). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.445), 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\$ 42), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado (aprox. M\$ 458).
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por cuestiones de tarifa “baja renta” en un total de 29.493€ (aprox. M\$ 21.085) en contra Ampla ha presentado recurso aún pendiente de juzgamiento. En 2014, Ampla ha sido sancionada 2 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de 6.743.609€ (aprox. M\$ 4.821.149), por los cuales ha pagado 974.291€ (M\$ 696.541). Han pendiente de análisis 1 recurso presentado por Ampla en contra sanción de 2014.

- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 18 sanciones por INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Niterói y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Angra dos Reis, siendo 8 advertencias y 10 multas por construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización y muerte de animales en una subestación y por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de 67.901€ (aprox. M\$ 48.544). La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 17 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\$ 57.382). 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€ (aprox. M\$ 329) por sanciones.
- En 2015, Ampla ha sido sancionada con 6 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un monto de € 467.724 (aprox. M\$ 334.386). Ampla ha presentado 2 demandas para obtener la declaración de nulidad de sanciones y han 4 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. En 2014, la sociedad fue sancionada con 14 multas en 663.530€ (aprox. M\$ 474.372). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha presentado 4 demandas para obtener la declaración de nulidad de sanciones y han 8 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. Ampla ha pagado 2 sanciones al valor de € 2.343 (aprox. M\$ 1.675) en relación al periodo.
- En 2015, Ampla no ha sido sancionada con multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE). 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 € 62 (aprox. M\$ 44), los demás aún no han sido juzgados.

12.- Coelce

- 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\$ 7.183.645). 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\$ 77.175). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 11.083.274), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 138.172) 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\$ 4.498). 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\$ 3.106). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 2.530), 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\$ 1.893). 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\$ 6.221.798). 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\$ 7.819.985). 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\$ 959.696).

- 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 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\$ 17.689), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933 (aprox. M\$ 672). 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\$ 5.162). 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\$ 2.169) por las sanciones del año de 2013.
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por problemas de calidad técnica y indicadores en un total de 2.010.507€ (aprox. M\$ 1.437.354) en contra han sido presentados recursos aún pendientes de juzgamiento. 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 8.676.161€ (aprox. M\$ 6.202.771). Coelce ha pagado 16.270€ (aprox. M\$ 11.632) por dos multas y ha presentado recursos en relación a los demás.
- En los años de 2014 y 2015, 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 2015, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE) por problemas con el plazo de prestación del servicio en un monto total de 196€. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 26.492 (aprox. M\$ 18.940), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos, 1 aún pendientes de juzgamiento. Coelce ha pagado € 6.874 (aprox. M\$ 4.914) por las sanciones.
- En 2015, la sociedad ha recibido 14 notificaciones de infracciones por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales. En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), también por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales.

13.-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\$ 6.619). 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\$ 7.221). 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. \$ 44) 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).
- En 2014 y 2015, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora.
- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada. 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. M\$ 44) y el recurso en contra la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado.
- En los años de 2014 y 2015, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales).

14.- Edelnor S.A.A.

- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/. 1.861,63 (aprox. M\$ 374) 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, 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\$ 511.429).
- 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\$ 839.718), 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, al 31 de marzo de 2015, 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\$ 405.131).
- 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 marzo de 2015 de S/. 61.123 (aprox. M\$ 12.287). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución.
- Durante el primer trimestre del año 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con dos (2) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 62.244,77 (aprox. M\$ 12.512).
- Durante el primer trimestre del año 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con diez (10) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 1.4810.359,57 (aprox. M\$ 2.977.166).
- En junio de 2015, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/.4.015.231 (aprox. M\$ 807.138). En julio de 2015, Edelnor S.A.A. procederá con presentar el recurso de reclamación respectivo.
- En junio de 2015, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses del año 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/. 23.642 (aprox. M\$ 4.752). Actualmente, estamos en evaluación de las resoluciones notificadas.

15.- Edegel S.A.A.

- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.529) 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\$ 40.393) 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\$ 8.181) (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\$ 21.323) 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 setiembre 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 marzo de 2015 de S/. 9.541.152 (aprox. M\$ 1.917.955). 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\$ 96.711) 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\$ 92) 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\$ 69).
- 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\$ 823) 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\$ 618).
- 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\$ 7.438) (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 marzo de 2015 de S/. 1.720.792 (aprox. M\$ 345.912). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- 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 marzo de 2015 de S/. 13.685,622 (aprox. M\$ 2.751). Scotiabank Perú S.A.A.

presentó la impugnación respectiva en enero de 2014, la misma que se encuentra en etapa de apelación, pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

- Con fecha 23 de diciembre de 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por el pago extemporáneo del aporte por regulación. Finalmente, el OSINERGMIN con fecha 5 de junio de 2015, archivó el mencionado procedimiento.
- Con fecha 28 de enero de 2014, la Autoridad Nacional del Agua (ANA), inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por el reuso de aguas residuales industriales tratadas para el riego de áreas verdes. Luego de presentados los descargos respectivos por parte de Edegel S.A.A., con fecha 5 de junio de 2015, la ANA archivó el procedimiento.
- Con fecha 20 de marzo de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) le inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por haber incumplido las normas vigentes sobre la implementación y ejecución del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Con fecha 12 de junio de 2015, se archivó el mencionado procedimiento.
- 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\$ 416).
- 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\$ 63.777). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.
- En 4 de diciembre de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) notificó a Edegel S.A.A. el inicio de un procedimiento administrativo sancionador, por incumplir con el procedimiento para supervisar la verificación de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN. Con fecha 24 de abril de 2015, Edegel S.A.A. pagó la multa impuesta por la Resolución Directoral 691-2015 de fecha 30 de marzo de 2015, la misma que ascendió al monto de S/. 2.928,42 (aprox. M\$ 589).
- Con fecha 11 de marzo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por la contaminación sonora producida al no haberse instalado paneles de mitigación sonora en la Central Térmica Santa Rosa de Ventanilla. Por Resolución N° 388-2015-OEFA-DSAI, de fecha 30 de abril de 2015, se sancionó a Edegel S.A.A. con una sanción de entre 1 y 100 UIT. Con fecha 16 de junio de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra dicha resolución. Con fecha 19 de junio de 2015, se concedió el mencionado recurso de apelación.
- Con fecha 13 de mayo de 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas y al Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de Electricidad respecto a la línea de transmisión en 220kV Callahuanca-Chavarria, al no cumplir con la regularización de los bienes afectados por dicha concesión, de acuerdo con lo establecido en la cláusula 9 del mencionado contrato. Edegel S.A.A. ha presentado los descargos respectivos.
- En junio de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses de los años 2011 a 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/. 85.695 (aprox. M\$ 17.226). Actualmente, estamos en evaluación de las resoluciones notificadas.

16.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- 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\$ 1.417) 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\$ 3.211) (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 trasgredido 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\$ 139.005) 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\$ 31.365). 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\$ 561) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- Con fecha 10 de abril de 2014, mediante Resolución N° 233-2013-OEFA/DFSAI/SDI, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Empresa Eléctrica de Piura S.A. un procedimiento administrativo sancionador por haber omitido información en la presentación de sus informes respecto de las emisiones gaseosas en el Informe Anual de Gestión 2011. Con fecha 8 de mayo de 2015, mediante Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAI, se declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Empresa Eléctrica de Piura S.A. en la infracción mencionada. No se impuso sanción ni medida correctiva al haberse subsanado dicha infracción. Con fecha 22 de junio de 2015, se notificó a Empresa Eléctrica de Piura S.A. que la Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAI quedó consentida.
- 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 marzo de 2015 de S/. 9.485.830 (aprox. M\$ 1.906.834). Banco de Crédito del Perú S.A. presentó la impugnación respectiva en diciembre de 2014, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- El 5 de marzo de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con la Resolución N° 3 del Expediente N° 0395-2011-OS-EC-Cob. Mul. del 25 de febrero de 2015, por el cual se resolvió: (i) levantar la suspensión del procedimiento de ejecución coactiva y continuar con la tramitación del mismo; (ii) proseguir con el cobro de la obligación hasta su cancelación; y, (iii) requerir a Empresa Eléctrica de Piura S.A. para que en un plazo de siete (7) días útiles cumpla con el pago de la deuda ascendente a la suma de S/. 599.062 (aprox. M\$ 120.423), bajo apercibimiento de dictarse las medidas cautelares que correspondan conforme a ley.

17.- Chinango S.A.C.

- 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\$ 73.958), 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, al 31 de marzo de 2015, 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\$ 764) 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 CPCII 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\$ 374) (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. \$ 2.432), 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\$ 9.810).
- 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\$ 124.100), 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. interpuso recurso de apelación en enero de 2015, el cual, al 30 de junio de 2015, se encuentra pendiente de resolución.
- Con fecha 19 de mayo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Chinango S.A.C. un procedimiento administrativo sancionador por haber presuntamente presentado incompleto el tercer informe trimestral de monitoreo ambiental correspondiente al año 2013. Con fecha 16 de junio de 2015, Chinango S.A.C. presentó los descargos respectivos.
- En junio de 2015, Chinango S.A.C. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses del año 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/.79.857 (aprox. M\$ 16.053). Actualmente, estamos en evaluación de las resoluciones notificadas.

18.- Emgesa

- El 30 de julio de 2013 mediante Resolución 20138100353652 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a EMGESA S.A. ESP sanción de amonestación (sin valor pecuniario) al considerar que se produjo un silencio administrativo positivo al no dar respuesta de fondo a un derecho de petición realizado por un usuario no regulado (SUNCHINE BOUQUET LTDA). Mediante resolución 20148150176905 del 28 de octubre de 2014 la SSPD confirmó la sanción.. **Terminada.**

19.- Codensa

- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 40.801) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS. **Terminada y pagada.**

- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 5.514), 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. **Terminada y pagada.**
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. USD 30.539), 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. **Terminada y pagada.**
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios(SSPD), impuso sanción a CODENSA de Col\$ 127.332.000. (aprox USD 49.973), 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. **Terminada y pagada.**
- El 16 de julio de 2014 mediante la Resolución N° 20142400025295 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) confirmó sanción a Codensa por Col \$13.558.500 (aprox. USD 5.321), por incumplimiento de la Resolución Creg.097 de 2008, toda vez que no acreditó dentro del plazo previsto (6 de abril de 2010) el cumplimiento de los requisitos para dar inicio a la aplicación del esquema calidad en el servicio. **Terminada y pagada.**

20.- 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\$ 521), 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. **Terminada y pagada.**

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 30 de junio de 2015 y 2014, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-06-2015 M\$					30-06-2014 M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
PEHUENCHE	Gastos ambientales CC.HH	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	Terminado	2.219	-	2.219	-	-	2.219	-
ENDESA CHILE	Gastos Medioambientales centrales	Tratamiento de residuos, higienización	Terminado	748.304	-	748.304	-	-	748.304	409.200
CELTA	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Terminado	85.268	-	85.268	14.300	31-12-2015	99.568	184.494
GAS ATACAMA	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorías, Etc.	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorías, Etc.	Terminado	-	-	-	-	-	-	60.798
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Análisis y monitoreo calidad aguas e Higienización Canela	Terminado	3.940	-	3.940	-	-	3.940	10.488
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	39.987.062	39.987.062	-	11.536.207	31-12-2015	51.523.269	25.597.912
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	Terminado	115.659	115.659	-	-	-	115.659	309.039
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	50.705	-	50.705	85.748	31-12-2015	136.453	76.405
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	61.449	-	61.449	73.277	31-12-2015	134.726	177.830
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	64.600	-	64.600	73.726	31-12-2015	138.326	156.570
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	64.885	-	64.885	21.977	31-12-2015	86.862	206.909
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	18.123	-	18.123	19.327	31-12-2015	37.450	16.722
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	2.485	-	2.485	25.817	31-12-2015	28.302	8.045
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	4.659	31-12-2015	4.659	6.823
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	67.040	-	67.040	83.002	31-12-2015	150.042	5.974
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	3.481	-	3.481	4.381	31-12-2015	7.862	5.935
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	52.133	-	52.133	23.278	31-12-2015	75.411	239.904
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	15.941	-	15.941	31.229	31-12-2015	47.170	31.460
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	18.868	31-12-2015	18.868	5.229
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	9.434	31-12-2015	9.434	4.398
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	3.716	31-12-2015	3.716	49.390
CHILECTRA	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Podá de árboles en AT / Mantenimiento de jardines SSEE /Control de Maleza	Terminado	37.065	-	37.065	-	-	37.065	163.675
	Gestión de Respel	Gestión a Destino Final de Residuos Peligrosos: Sólidos contaminados con Aceite, pilas, baterías	Terminado	-	-	-	-	-	-	3.645
	Gestión Ambiental en SSEE	Cumplimiento ISO 14001 en subestaciones/Pantallas acusticas Sta Elena	Terminado	26.281	26.281	-	-	-	26.281	62.996
	Mejoras en la Red MT/BT	Space Cap (2,138 Mts. Red) / Prensablado (55.834 mts de red)	En proceso	873.537	873.537	-	2.174.058	31-12-2015	3.047.595	-
	Permisos Ambientales	Consult. Ambiental proy. Nueva Línea lo Aguirre Cerro Navia	Terminado	-	-	-	-	-	-	1.732.316
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Podá y Tala Media Tensión, Baja Tensión, Media Tensión Líneas especiales	Terminado	84.790	-	84.790	-	-	84.790	3.712
	CONTROL DE RUIDOS	Proyecto Mitigación de ruidos S/E Santa Elena	Terminado	-	-	-	-	-	-	450.728
	Gasto Ambiental SSEE	Pago instalación Agua Potable subestación Chicureo	Terminado	9.932	9.932	-	-	-	9.932	2.851
AMPLA ENERGIA	BOMBAMIENTO SOLAR	PEE - Projeto de EE com instalação de placas solares para bombeamento de água	Terminado	-	-	-	-	-	-	18.807
	COMUNIDADE EFICIENTE 2014	PEE - Projeto de EE junto à comunidade	Terminado	-	-	-	-	-	-	234.240
	ECOMPLA 2014	PEE - Projeto de troca de residuos por descontos na conta de luz	Terminado	-	-	-	-	-	-	21.632
	ESCOLAS BUZIOS 2/2	PEE - Projeto de eficientização das instalações de 3 escolas em Búzios	Terminado	-	-	-	-	-	-	6.776
COELCE	Sistema de Climatização Com Termoacumula	P&D - Desenvolvimento de Sistema de Climatização Robusto de Expansão Indireta com Termoacumulação para Produção abaixo de 10 TR, com Alta Eficiência.	En proceso	31.085	31.085	-	-	31-12-2015	31.085	-
	Atendimento a Queimados	P&D - Procedimentos Médicos para Incremento da Eficiência dos Atendimentos Emergenciais de Queimaduras de Acidentes Elétricos	En proceso	389.289	389.289	-	1.304.673	31-12-2018	1.693.962	81.039
	Processador Autônomo de Podas	P&D - Processador Autônomo de Picagem, Compactação e Enfiamento de Podas de Árvores	En proceso	7.808	7.808	-	-	31-12-2015	7.808	39.812
	CS Auto-Ecoelce	P&D - Máquina Autônoma de Coleta e Tratamento de Resíduos Recicláveis para o Programa Ecoelce	Terminado	-	-	-	-	30-05-2015	-	45.902
	Chave à vacuo	P&D - Desenvolvimento de uma chave seccionadora trifásica à vácuo de baixo custo, alta qualidade e ambientalmente correta.	Terminado	-	-	-	-	30-05-2015	-	89.720
	Caixas para Medidores a base de Fibra de coco	P&D - Cabeça de Série do Protótipo de Caixas para Medidores de Energia Elétrica a base de Fibra de Coco	Terminado	-	-	-	-	30-05-2015	-	40.913
	Outros Projetos de P&D (9 Projetos)	Outros Projetos de P&D (9 Projetos)	Terminado	-	-	-	-	30-05-2015	-	166.593
	Eficiência Energética Baixa Renda V	PEE - Eficiência Energética Baixa Renda V 2012	Terminado	-	-	-	-	30-05-2015	-	882.120
	Coelce nas Escolas II	PEE - Coelce nas Escolas II	Terminado	-	-	-	-	30-05-2015	-	246.848
	Ecoelce V	PEE - Ecoelce V	Terminado	-	-	-	-	30-05-2015	-	576.522
	Luz Solidária IV	PEE - Luz Solidária IV 2013	Terminado	-	-	-	-	30-05-2015	-	639.292
	Piloto SmartGrid Autom. Sist. Elétrico	P&D - Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento para Implantação de um Piloto de Redes Inteligentes (SmartGrid) para Automação do Sistema Elétrico	En proceso	18.197	18.197	-	-	31-12-2015	18.197	16.752
EDESUR	Recupero transformadores	PROYECTO INVERSION EN MEDIO AMBIENTE	Terminado	26.773	26.773	-	-	-	26.773	-
	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	Terminado	22.531	-	22.531	-	-	22.531	8.020
CODENSA	DESMANTELAMIENTO PCBs	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBs	Terminado	7.536	7.536	-	-	-	7.536	-
	NUEVA ESPERANZA RESCATE ARQUEOLOGICO	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	Terminado	199.431	199.431	-	-	-	199.431	-
	NUEVA ESPERANZA COMPENSACION AMBIENTAL	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera años a.c, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	Terminado	355.000	355.000	-	-	-	355.000	688.848
Total				43.432.549	42.047.590	1.384.959	15.507.677		58.940.226	33.787.284

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-06-2014					30-06-2013	
				M\$					M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso período anterior
PEHUENCHE	Gastos ambientales CC.HH	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	Terminado	-	-	-	-	-	-	2.871
ENDESA CHILE	Gastos Medioambientales centrales	Tratamiento de residuos, higienización	Terminado	409.200	-	409.200	-	-	409.200	686.529
CELTA	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	En proceso	97.931	-	97.931	86.563	31-12-2014	184.494	184.494
GAS ATACAMA	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorías, Etc.	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorías, Etc.	Terminado	60.798	-	60.798	-	-	60.798	-
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Análisis y monitoreo calidad aguas e Higienización Canela	Terminado	10.488	-	10.488	-	-	10.488	3.959
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	17.739.736	17.739.736	-	7.858.176	31-12-2015	25.597.912	4.669.417
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	Terminado	309.039	309.039	-	-	-	309.039	-
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	40.722	-	40.722	35.683	31-12-2014	76.405	49.468
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	60.017	-	60.017	117.813	31-12-2014	177.830	-
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	81.923	-	81.923	74.648	31-12-2014	156.571	29.534
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	63.403	-	63.403	143.506	31-12-2014	206.909	63.107
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	16.722	31-12-2014	16.722	22.447
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	8.045	31-12-2014	8.045	110
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	6.823	31-12-2014	6.823	-
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	-	-	-	5.974	31-12-2014	5.974	44.977
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	3.781	-	3.781	2.154	31-12-2014	5.935	-
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	105.324	-	105.324	134.581	31-12-2014	239.905	26.853
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	17.101	-	17.101	14.359	31-12-2014	31.460	57.377
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	5.229	31-12-2014	5.229	20.408
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	4.398	31-12-2014	4.398	100
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	28.334	-	28.334	21.056	31-12-2014	49.390	-
CHILECTRA	Control de Vegetación en Redes At	Poda de árboles en AT/Mantenimiento de jardines/control maleza	En proceso	45.978	-	45.978	117.697	31-12-2014	163.675	-
	GESTIÓN DE RESPSEL	Gestión de residuos peligrosos	En proceso	2.582	-	2.582	1.063	31-12-2014	3.645	-
	GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	Cumplimiento Normativo Ambiental en SSEE por ISPO 14001	En proceso	2.968	2.968	-	60.028	31-12-2014	62.996	-
		Plan manejo forestal línea 220 KV Tap Chicureo; medicion de ruidos	Terminado	-	-	-	-	-	-	3.189
	Mejoras en la Red MT/BT	Sapace Cab (3,975 mts. Red) / Preensamblado (14,754 mts red)	En proceso	226.175	226.175	-	1.506.141	31-12-2014	1.732.316	-
	Permisos Ambientales	Consult. Ambiental proy. Nueva Línea lo Aguirre Cerro Navia	Terminado	3.712	3.712	-	-	0	3.712	-
	CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Poda y Tala Media Tensión, Baja Tensión, Media Tensión Líneas especiales	En proceso	165.607	-	165.607	285.121	31-12-2014	450.728	300.673
	CONTROL DE RUIDOS	Proyecto Mitigación de ruidos S/E Santa Elena	Terminado	2.851	2.851	-	-	-	2.851	-
AMPLA ENERGIA	BOMBEAMENTO SOLAR	PEE - Projeto de EE com instalação de placas solares para bombeamento de água	En proceso	728	728	-	18.079	31-12-2015	18.807	-
	COMUNIDADE EFICIENTE 2014	PEE - Projeto de EE junto à comunidade	En proceso	55.950	55.950	-	178.290	31-05-2015	234.240	-
	ECOAMPLA 2014	PEE - Projeto de troca de residuos por descontos na conta de luz	En proceso	5.750	5.750	-	15.882	31-12-2014	21.632	-
	ESCOLAS BUZIOS 2/2	PEE - Projeto de eficientização das instalações de 3 escolas em Búzios	En proceso	3.147	3.147	-	3.629	31-07-2015	6.776	-
COELCE	CS Auto-Ecoelce	P&D - Máquina Autônoma de Coleta e Tratamento de Resíduos Recicláveis para o Programa Ecoelce	En proceso	10.399	10.399	-	35.503	30-05-2015	45.902	-
	Atendimento a Queimados	P&D - Procedimentos Médicos para Incremento da Eficiência dos Atendimentos Emergenciais de Queimaduras de Acidentes Elétricos	En proceso	6.220	6.220	-	74.818	30-05-2015	81.038	-
	Chave à vacuo	P&D - Desenvolvimento de uma chave seccionadora trifásica à vácuo de baixo custo, alta qualidade e ambientalmente correta.	En proceso	54.581	54.581	-	35.139	30-05-2015	89.720	-
	Processador Autônomo de Podas	P&D - Processador Autônomo de Picagem, Compactação e Enfardamento de Podas de Árvores	En proceso	39.812	39.812	-	-	30-05-2015	39.812	45.070
	Piloto SmartGrid Autom. Sist. Elétrico	P&D - Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento para Implantação de um Piloto de Redes Inteligentes (SmartGrid) para Automação do Sistema Elétrico	En proceso	12.550	12.550	-	4.202	30-05-2015	16.752	-
	Caixas para Medidores a base de Fibra de coco	P&D - Cabeça de Série do Protótipo de Caixas para Medidores de Energia Elétrica a base de Fibra de Coco	En proceso	16.183	16.183	-	24.730	30-05-2015	40.913	-
	Outros Projetos de P&D (9 Projetos)	Outros Projetos de P&D (9 Projetos)	En proceso	124.826	124.826	-	41.767	30-05-2015	166.593	167.895
	Eficiência Energética Baixa Renda V	PEE - Eficiência Energética Baixa Renda V 2012	En proceso	882.120	882.120	-	-	30-05-2015	882.120	664.963
	Coelce nas Escolas II	PEE - Coelce nas Escolas II	En proceso	122.368	122.368	-	124.480	30-05-2015	246.848	125.563
	Ecoelce V	PEE - Ecoelce V	En proceso	124.401	124.401	-	452.121	30-05-2015	576.522	159.413
	Luz Solidária IV	PEE - Luz Solidária IV 2013	En proceso	515.714	515.714	-	123.577	30-05-2015	639.291	-
EDESUR	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	Terminado	8.020	-	8.020	-	-	8.020	-
CODENSA	NUEVA ESPERANZA RESCATE ARQUEOLOGICO	Rescate de restos arqueologicos de cultura Herrera años a.c, en la ubicación donde se contruira la subestacion de Nueva Esperanza.	Terminado	688.848	688.848	-	-	-	688.848	-
Total				22.149.287	20.948.078	1.201.209	11.637.997		33.787.284	7.328.417

41. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS

- En relación con la operación de reorganización societaria descrita en los hechos esenciales de la Compañía de fecha 22 y 28 de abril de 2015 y en la respuesta al Oficio Ordinario N°8.438 ingresada el 27 de abril de 2015, se informó con carácter de hecho esencial que con fecha 20 de julio de 2015, Enersis recibió de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) respuesta a la consulta realizada en forma reservada el pasado 18 de mayo de 2015. Se acompañó a este hecho el texto de la consulta a la cual la SVS levantó el carácter de reserva, así como el Oficio Ordinario N°15443, que contiene las respuestas a la mencionada consulta.

Consulta enviada con fecha 18 de mayo de 2015:

En virtud de las atribuciones que corresponden a la Superintendencia de Valores y Seguros por aplicación de lo establecido en el artículo 4° letra a) del Decreto Ley N°3.538, de 1980, y en ejercicio de la facultad a que se refiere la letra b) del referido precepto legal, hacemos esta presentación reservada solicitando su interpretación administrativa respecto de las consultas que se formulan.

Las consultas se enmarcan dentro de un eventual proceso de reorganización societaria que a continuación se describe en sus aspectos esenciales y de manera resumida, respecto de las sociedades anónimas abiertas Enersis SA (en adelante también "Enersis"), Empresa Nacional de Electricidad SA (en adelante también "Endesa"), y Chilectra SA (en adelante también "Chilectra").

Como se ha informado al mercado y a esa Superintendencia mediante, entre otras informaciones, respuesta de Enersis de fecha 27 de abril de 2015 a su Oficio Ordinario número 8438 de fecha 24 de abril de 2015, la reorganización implicaría la separación de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica en Chile de aquellas realizadas en otros países de Latinoamérica. Se busca con ello maximizar el potencial de crecimiento para Enersis y sus filiales Endesa y Chilectra; resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan actualmente de la compleja estructura societaria del grupo Enersis; y generar valor para todos sus accionistas. En concreto, la reorganización permitiría enfocar los planes industriales para Chile y el resto de los países de Latinoamérica, en función de las respectivas exigencias de cada ámbito geográfico. Asimismo, incrementaría la visibilidad de los activos, lo que, a través de la definición de nuevas equity stories, permitiría extraer el mayor valor de los mismos. Según se ha informado a esa Superintendencia y al público general, mediante los hechos esenciales de cada una de las tres sociedades emitidos con fecha 28 de abril de 2015, cada uno de los directorios de las tres sociedades ha acordado que se analice la reorganización societaria teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas y otros stakeholders, con especial atención al interés de los accionistas minoritarios. Este proceso comprende varias operaciones y etapas, si bien todas ellas tienden a un mismo objetivo.

La descripción de las operaciones es la siguiente:

(a) Acordar la división de cada una de Endesa y Chilectra, mediante la creación de dos nuevas sociedades denominadas para estos efectos "Endesa-2" y "Chilectra-2", respectivamente. A cada una de las sociedades que nacerían de las divisiones se le asignaría la totalidad del negocio que actualmente desarrolla en Chile cada una de las sociedades así divididas. Es decir, se asignaría la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas correspondientes, que cada una de las sociedades escindidas tienen actualmente en Chile, lo que en cada caso representa más de un 50% del activo de cada una de las sociedades que se escinden. Por su parte cada una de las sociedades que se divide conservaría el patrimonio correspondiente al negocio internacional (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú).

Las nuevas sociedades Endesa-2 y Chilectra-2 cotizarían en los mercados bursátiles donde actualmente lo hacen, respectivamente, Endesa y Chilectra, y en el caso de Endesa-2, además, se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980.

(b) Acordar la división de Enersis, que es el accionista mayoritario controlador de Endesa y Chilectra, mediante la creación de una nueva sociedad denominada para estos efectos como "Enersis-2". A Enersis-2 se le asignarían las participaciones e inversiones que Enersis tendría, como consecuencia de las divisiones de Endesa y Chilectra, en las sociedades Endesa-2 y Chilectra-2, lo que podría representar más de un 50% del activo de Enersis, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido. De esta manera, la nueva sociedad Enersis-2 sería la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa-2 y en Chilectra-2 y la sociedad que se divide, esto es Enersis, conservaría la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación de Endesa y Chilectra. La nueva sociedad Enersis-2 cotizaría en los

mercados bursátiles donde actualmente lo hace Enersis, y se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980

(c) Cada uno de los acuerdos de aprobación de división de las sociedades Endesa y Chilectra se encontrarían sujetos al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas: (i) que se apruebe por las autoridades competentes que corresponda la asignación y modificación de los permisos, concesiones y/o autorizaciones administrativas de cada una de las sociedades Endesa y Chilectra en que se dividen para su cesión o atribución a cada una de las respectivas nuevas sociedades que nacerían producto de dichas divisiones, y (ii) que se apruebe en la respectiva junta extraordinaria de accionistas la división de Endesa y Chilectra, según sea el caso, en los términos señalados en la letra (a), y de la sociedad Enersis, en los términos señalados en la letra (b) anterior.

Por su parte, el acuerdo de división de la sociedad Enersis, a su vez, se encontraría sujeto a la condición suspensiva de que se materialicen las divisiones de las sociedades Endesa y Chilectra en la forma señalada en la letra (b) precedente.

Hacemos presente que, por tratarse de sociedades operativas, que cuentan con un gran número de contratos, permisos, concesiones y autorizaciones administrativas, se estima que el proceso de aprobación en relación la asignación de los mismos a las nuevas sociedades podría demorarse varios meses, pudiendo el proceso extenderse más allá del 31 de diciembre de 2015.

(d) Por otro lado, con posterioridad a la materialización de las divisiones referidas precedentemente, se llevaría a cabo una fusión por absorción de dos de las sociedades escindidas ya divididas en la tercera sociedad escindida (Enersis).

El resultado final sería que la sociedad que resulte continuadora luego de la fusión (post-fusión) desarrollaría directamente el negocio internacional y Enersis-2 (post-divisiones, en forma indirecta mediante la propiedad de las acciones de sus filiales Endesa-2 y Chilectra-2), desarrollaría el negocio nacional chileno, lo que, en su caso, representaría una amplia simplificación respecto de la actual estructura.

(e) Las sociedades resultantes de las divisiones antes señaladas y, en su caso, la fusión descrita, podrían cambiar sus denominaciones sociales por las que se consideren más convenientes en atención al desenvolvimiento de sus actividades en el futuro.

En la presentación adjunta a la carta de Enersis de fecha 27 de abril de 2015, se contiene un cuadro descriptivo de los distintos pasos en que se divide la reorganización. Igualmente, se acompaña a este escrito un Anexo 1 que contiene un cuadro que detalla las participaciones accionarias de ciertos directores de Enersis, Endesa y Chilectra en las sociedades Enersis y Endesa, así como la tenencia de bonos.

En el contexto antes indicado, formulamos a Ud. las siguientes consultas:

1. Confirmar que la división de las tres sociedades anónimas abiertas Enersis, Endesa y Chilectra, no constituye una operación con partes relacionadas para las sociedades indicadas, de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas ("Ley N°18.046"). En el caso de una división no existe una operación de la sociedad objeto de la división con un tercero y, en consecuencia, falta el supuesto básico para la aplicación de las normas sobre operación con partes relacionadas contenidas en el Título XVI de la Ley N°18.046. Además, por las mismas razones que fundamentan el Oficio N°106 de esa Superintendencia emitido con fecha 2 de febrero de 2012, cabe considerar que la división de una sociedad anónima se rige por reglas que le son propias a los acuerdos de accionistas respecto a la división de sociedades anónimas contenidos en la Ley N°18.046 y su reglamento y que, por su especialidad, prevalecen sobre las normas que regulan las operaciones con partes relacionadas.

2. Confirmar que la fusión de las sociedades anónimas resultantes de las divisiones descritas en la pregunta anterior no constituye una operación con partes relacionadas, de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N°18.046. En este sentido, conforme lo ha señalado esa Superintendencia mediante Oficio N°106 emitido con fecha 2 de febrero de 2012, cabe considerar que "las operaciones de fusión se encuentran reguladas específicamente en el Título IX de la ley N°18.046, lo que constituye una normativa especial para éstas". Continúa el señalado Oficio argumentando que "En razón de lo expuesto, y en lo que respecta a su segunda consulta, a la fusión no se le hacen aplicables las normas de operaciones con partes relacionadas establecidas en el Título XVI de la ley 18.046, sino las disposiciones que regulan específicamente y particularmente los acuerdos de fusión, que para ese caso dispuso la mencionada ley".

3. En el supuesto de que esa Superintendencia considere que, bien las divisiones descritas en la primera consulta o bien la fusión descrita en la segunda consulta, constituyen una operación con partes relacionadas de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N° 18.046, solicitamos se confirme qué sociedades o personas naturales participantes en cada una de las operaciones mencionadas, serían, precisamente y en cada caso concreto, consideradas parte relacionada y con quién.

4. Confirmar que en las divisiones de las sociedades Enersis, Endesa y Chilectra, respectivamente, en que a cada nueva sociedad constituida se le asignan activos que podrían representar más del 50% de los activos de la sociedad que se divide, no aplica el derecho a retiro establecido en el artículo 69, inciso 4°, número 3 de la Ley N°18.046, en razón de que no existe una "enajenación" en los términos del artículo 67, inciso 2°, número 9 del mismo cuerpo legal, sino una asignación. Al efecto, la ley define a la división de una sociedad anónima como "la distribución de su patrimonio entre si y una o más sociedades anónimas que se constituyan al efecto". Así lo ha entendido esa Superintendencia, al señalar en el Oficio N°2.048 del 14 de Junio de 1989 que "al definirse esta institución (la división) como un proceso de distribución de patrimonio entre entes jurídicos que desarrollarán actividades independientes, pero manteniendo en conjunto las identidades de un patrimonio inicial, los mismos accionistas y con iguales derechos individuales de éstos en el patrimonio referido, esta distribución corresponde necesariamente a una asignación de cuotas de la universalidad jurídica que representa el patrimonio de la sociedad que se divide, realizado por una decisión de los accionistas de la persona jurídica por simple reforma estatutaria. En consecuencia, en opinión de esta Superintendencia, resulta lógico concluir que en la especie, esto es, división de una sociedad anónima, no existe propiamente una transferencia o transmisión de bienes, sino que hay una especificación de derechos preexistentes. los cuales en virtud de la decisión societaria adoptada en la forma y por la mayoría que prescribe la ley, quedan radicados en entidades jurídicas independientes, conformando en ese mismo acuerdo al acto constitutivo de la nueva o nuevas sociedades que se crean." Adicionalmente. así lo ha señalado el Servicio de

Impuestos Internos en la Circular N°68 de 1996, indicando lo siguiente: "sobre este tipo de reorganización (divisiones) de sociedades de cualquier clase, cabe señalar que, teniendo presente un pronunciamiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, este Servicio ha concluido que en el caso de división de una sociedad, la distribución que se hace del patrimonio de la sociedad que se divide corresponde a la asignación de cuotas de una universalidad jurídica y, consecuentemente, no existe propiamente una transferencia o transmisión de bienes, sino que se trata de una especificación de derechos preexistentes los cuales, en virtud de la decisión societaria adoptada, quedan radicados en una entidad jurídica independiente. En consecuencia, el traspaso de los bienes que se efectúen con motivo de la división de una sociedad, no constituye propiamente un aporte puesto que no hay una enajenación."

Quedamos a su disposición para proporcionar cualquier otro antecedente que estime conveniente para dar respuesta a la materia consumada

Anexo 1

Participaciones accionarias de ciertos directores de Enersis, Endesa y Chilectra en las sociedades Enersis y Endesa, así como la tenencia de bonos

DIRECTORES CON ACCIONES	ENI	EOC	CHILECTRA
Hernán Somerville S.(ENI)	3.760.000 acciones	458.851 acciones	0
Carolina Schmidt Z. (ENI)	0	12.980 acciones	0
Isabel Marschall L. (EOC)	uf 1000 bonos	26.633 acciones	0
Hernán Felipe Errázuriz C. (Chilectra)	0	49.409 acciones	0
Marcelo Liévenes R. (Chilectra)	11.000 acciones	6.862 acciones	0

* NOTA: En todos los casos las acciones/bonos son participación indirecta a través de sociedades de inversión del respectivo director, salvo en el caso de Marcelo Liévenes que es propietario directo.

Respuesta de la Superintendencia de Valores y Seguros mediante oficio ordinario N°15443 fue recibida con fecha 20 de julio de 2015 y se describe a continuación:

Mediante consulta reservada de 18 de mayo, esa sociedad efectuó a este Servicio una serie de preguntas referidas al denominado "proceso de reorganización societaria" cuyos aspectos fundamentales se describen tanto en la citada presentación como en los hechos esenciales de 22 y 28 de abril de 2015 y en la respuesta al Oficio Ordinario N°8.438 de 2015, ingresada a esta Superintendencia con fecha 27 de abril de 2015, y que, en resumen, implican en una primera etapa la división de Enersis S.A., Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Chilectra S.A. y luego una fusión por incorporación de algunas de las sociedades resultantes de tales divisiones.

Antes de entrar en el análisis de su presentación, cabe hacer presente que, en razón que los hechos del caso han sido de público conocimiento y atendida la fe pública y el interés de los inversionistas comprometido en este caso, resulta justificado, conforme lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 23 del D.L. N°3.538 de 1980, que se levante la reserva de su presentación del antecedente, encontrándose disponible al público a partir de la fecha del presente oficio.

En relación con sus consultas, y a la luz únicamente de los antecedentes presentados por esa sociedad, los que no incluyen un detalle de la forma en que se materializarán cada una de las etapas del proceso, cumpla con señalar lo siguiente:

1. Debe tenerse presente que, tal como se ha señalado por parte de esa sociedad, el proceso de "reorganización societaria", que contiene diferentes etapas, debe ser analizado tanto en forma individual como considerado como una sola operación, ya que el objetivo que se pretende conseguir únicamente se logra en el entendido que se lleven a cabo todas y cada una de las etapas expuestas por esa sociedad; esto es, las divisiones y fusiones que se realizarán no pueden ser examinadas cada una de ellas sólo como operaciones independientes y autónomas.

2. Considerando lo anterior, en relación con su primera consulta, esto es, "confirmar que la división de las tres sociedades anónimas abiertas Enersis, Endesa y Chilectra, no constituye una operación con partes relacionadas para las sociedades indicadas, de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley 18.046 de Sociedades Anónimas", cabe señalar que, conforme al artículo 94 de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas ("Ley de Sociedades Anónimas"), la división de una sociedad anónima consiste en la distribución de su patrimonio entre si y una o más sociedades anónimas que se constituyen al efecto, razón por la cual en este tipo de operación no interviene otra persona distinta de la sociedad que se divide, por tanto no se puede configurar la relación descrita en el artículo 146 de la ley de Sociedades Anónimas.

Asimismo, la división de sociedades se encuentra expresamente regulada en el Título IX de la Ley de Sociedades Anónimas, lo que constituye una norma especial. con requisitos específicos que deben cumplirse en estos casos, los cuales se encuentran contenidos básicamente en los artículos 94 y 95 de la Ley de Sociedades Anónimas y en los artículos 147 y siguientes del D.S. N°702 del Ministerio de Hacienda del año 2011 que aprobó el Reglamento de Sociedades Anónimas ("Reglamento de Sociedades Anónimas"), como asimismo, para los emisores de valores, en la Sección II de la Norma de Carácter General N°30 de 1989 de esta Superintendencia.

En consecuencia, a la división de una sociedad anónima abierta no le resultan aplicables las normas establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, sino sólo las disposiciones que regulan específicamente los acuerdos sobre división.

3.-En relación con su segunda consulta, esto es, "confirmar que la fusión de las sociedades anónimas resultantes de las divisiones descritas en la pregunta anterior no constituye una operación con partes relacionadas, de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N°18.046.", cabe señalar que, conforme al artículo 99 de la Ley de Sociedades Anónimas, la fusión consiste en la reunión de dos o más sociedades en una sola que las sucede en todos sus derechos y obligaciones, razón por la cual en este tipo de operación, a diferencia de la división, si interviene otra sociedad.

No obstante lo anterior, y conforme con el criterio sostenido por este Servicio en el Oficio Reservado N°106 de 2 de febrero de 2012, la fusión de sociedades se encuentra expresamente regulada en el Título IX de la Ley de Sociedades Anónimas, lo que constituye una norma especial para estas operaciones, con requisitos específicos que deben cumplir las sociedades que se fusionan, contenidos tanto en el Título IX de dicha ley como en los artículos 155 y siguientes del Reglamento de Sociedades Anónimas, y para los emisores de valores. en la Sección II de la Norma de Carácter General N°30 de esta Superintendencia, como son: quorum especial de aprobación. derecho a retiro del accionista disidente, e información previa que debe estar disponible para los accionistas en los plazos correspondientes.

En consecuencia, en la fusión en que intervenga una o más sociedades anónimas abiertas no resultan aplicables las normas establecidas en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, sino sólo las disposiciones que regulan específicamente los acuerdos sobre fusión.

4.- Sin perjuicio de lo antes expuesto, estimamos asimismo necesario señalar que no corresponde emplear en las etapas antes expuestas de esta "reorganización societaria", consideradas como una sola operación, las normas sobre operaciones con partes relacionadas del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, por cuanto, en consideración de los motivos antes expuestos para las etapas de la "reorganización societaria", corresponde solo aplicar las disposiciones que regulan específicamente tales acuerdos.

5.- En relación con su tercera consulta, esto es, "en el supuesto que esa Superintendencia considere que, bien las divisiones descritas en la primera consulta o bien la fusión descrita en la segunda consulta, constituyen una operación con partes relacionadas de conformidad con las normas establecidas en el Título XVI de la Ley N°18.046, solicitamos se confirme qué sociedades o personas naturales participantes en cada una de las operaciones mencionadas, serían, precisamente y en cada caso concreto, considerada parte relacionada y con quien", no se dará respuesta atendido lo informado anteriormente.

6.- En relación con su cuarta consulta, esto es, "confirmar que en las divisiones de las sociedades Enersis, Endesa y Chilectra, respectivamente, en que a cada nueva sociedad constituida se le asignan activos que podrían representa, más del 50% de los activos de la sociedad que se divide, no aplica el derecho a retiro establecido en el artículo 69, inciso 4°, número 3 de la Ley N°18.046, en razón de que no existe una "enajenación" en los términos del artículo 67, inciso 2°, número 9 del mismo cuerpo legal, sino una asignación", se reitera el criterio establecido por este Servicio en Oficio Ordinario N°2.048 de 14 de junio de 1989, confirmado mediante Oficio Ordinario N°1.929 de 20 de enero de 2014, en el sentido que, en la división de sociedades anónimas, no hay una enajenación de activos de la sociedad continuadora a la nueva sociedad resultante de la división. por lo que no resultaría aplicable a la división lo dispuesto en el número 2 del inciso cuarto del artículo 69 de la Ley de Sociedades Anónimas.

7.- Sin perjuicio de lo señalado precedentemente, cabe hacer presente lo siguiente:

a. Que todas las obligaciones que la legislación vigente establece a los directores, se fundan en el concepto de "interés social". En efecto, sobre el particular podemos mencionar diversas disposiciones contenidas en la Ley de Sociedades Anónimas que establecen este principio, tales como el inciso tercero del artículo 39. sobre obligación de los directores de velar por los "intereses" de todos los accionistas y no solo de aquellos que lo eligieron; el numeral 1) del artículo 42, en virtud del cual los directores no pueden realizar ninguna actuación que no tenga por fin el "interés social"; y el numeral 7) del artículo 42, que sanciona "cualquier acto" contrario al interés social,

b. En ese entendido, la ley ha establecido obligaciones específicas para los directores, dentro de las cuales se encuentran las de: i) informarse "plena y documentadamente de "todo lo relacionado con la marcha de la empresa" (derecho-deber de informarse contenido en el inciso segundo del artículo 39 de Ley de Sociedades Anónimas); y ii) "emplear en el ejercicio de sus funciones el cuidado y diligencia que los hombres emplean ordinariamente en sus propios negocios" (diligencia debida consagrada en el artículo 41 de la Ley de Sociedades Anónimas), Ambos deberes. tanto el de información como el de cuidado y diligencia, implican observar lo dispuesto en el artículo 78 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

c. En consideración a las responsabilidades y obligaciones legales aludidas en las letras precedentes, el directorio debe contar con información suficiente, amplia y oportuna al momento de tomar sus decisiones respecto de la "reorganización societaria" en su conjunto, con sus diversas etapas, ya que -como ya se señaló- las divisiones y fusiones no pueden ser analizadas como Independientes ni autónomas. Dicha información debe fundamentar la propuesta que finalmente será llevada por el directorio a la junta de accionistas llamada a adoptar el acuerdo respectivo, considerando que dicha propuesta sea la más conveniente para el interés social.

Al respecto, los fundamentos de la propuesta que hará .en definitiva- el directorio, deberán contemplar. entre otras, los objetivos y beneficios esperados de la reorganización societaria, así como los términos y condiciones de ésta, las diversas consecuencias. implicancias o contingencias que pudiesen traer aparejada dicha propuesta, incluyendo, por ejemplo, temas operacionales y tributarios, si correspondiere, así como las implicancias respecto del uso de fondos acordado para el aumento de capital efectuado en el año 2012 por la sociedad.

d. Dicha información deberá ser oportunamente puesta a disposición de los accionistas, atendido que las diversas etapas de la reorganización societaria serán aprobadas por las respectivas juntas de accionistas de cada una de las sociedades involucradas, de lo cual se deriva que quienes deben tomar la decisión deberán contar con todos los elementos necesarios para ello, uno de los cuales es el beneficio que la operación en su totalidad trae aparejada para el interés social.

En este contexto, y conforme con lo dispuesto en las letras a) y g) del artículo 4° del D.L. N° 3.538 de 1980 y en el artículo 147 del Reglamento de Sociedades Anónimas, se hace necesario que la sociedad de su

gerencia proporcione al público en general y a esta Superintendencia, tan pronto el directorio resuelva sobre la citada reorganización y con un mínimo de 15 días de anticipación a la fecha de celebración de la junta de accionistas que deberá pronunciarse sobre la división, los siguientes antecedentes, tanto a su respecto como de las demás sociedades intervinientes en la reorganización societaria:

- Información detallada acerca del objetivo y beneficios esperados de las divisiones, así como los términos y condiciones de éstas;
- Informe que incluya las cuentas de activo, pasivo y patrimonio de la entidad objeto de cada división, una columna de ajustes en caso que proceda y finalmente los saldos que representen a las continuadoras y las nuevas entidades según corresponda; y
- Una descripción de los principales activos que se asignan y pasivos que se delegan a las nuevas entidades.

Asimismo, y en la misma oportunidad, en atención a lo dispuesto en las letras a) y g) del artículo 4° del D.L. N°3.538 de 1980 y en el inciso final del artículo 147 del Reglamento de Sociedades Anónimas, la sociedad de su gerencia deberá proporcionar al público en general y a esta Superintendencia, los siguientes antecedentes adicionales y preliminares referidos a los procesos de fusión:

- Información detallada acerca del objetivo y beneficios esperados de las fusiones; e
- Informes emitidos por peritos independientes sobre el valor estimativo de las entidades que se fusionan y las estimaciones de la relación de canje de las acciones correspondientes.

e. En consideración a la complejidad de la operación, esa administración podrá considerar otras medidas a objeto que los accionistas cuenten con mayores elementos para un adecuado análisis de esta operación, tales como, un pronunciamiento expreso por parte del comité de directores respecto de la ya citada reorganización societaria objeto de su consulta.

f. Finalmente, los peritos que intervengan en el proceso deben tener presente los deberes y responsabilidades que les corresponden conforme a la legislación vigente, especialmente la responsabilidad establecida en el artículo 134 de la Ley de Sociedades Anónimas para los peritos.

8.- En consecuencia, este Servicio instruye a la sociedad de su gerencia en la reorganización societaria objeto de su consulta -y especialmente a sus directores- en orden a tener presente lo expuesto precedentemente, lo que en ningún caso tiene por objeto establecer de manera exhaustiva todas las medidas que deberán implementar los directorios de su sociedad y las demás sociedades involucradas con el objeto de resguardar debidamente el interés social. Además, se le instruye que el presente oficio sea leído íntegramente en la próxima sesión de Directorio que se celebre, debiéndose dejar constancia de ello en el acta que se levante de dicha sesión.

9.- Por último, se hace presente que, conforme con las atribuciones otorgadas en el D.L. N°3.538 de 1980, Esta Superintendencia seguirá examinando y fiscalizando tanto el proceso de reorganización societaria descrito como la labor desempeñada por los directores, peritos y la administración de las entidades intervinientes sujetas a fiscalización.

ENDESA

- Con fecha 01 de julio de 2015, la central Bocamina 2 ha quedado disponible para el despacho económico por parte del Centro de Operación del CDEC-SIC, después de un periodo de pruebas operacionales iniciadas la primera de semana de junio tras la obtención de las autorizaciones necesarias.

El inicio del funcionamiento de la central ha sido el resultado de dos hechos:

- La obtención de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) N°128, de 2 de abril 2015, de la Comisión de Evaluación de la región del Biobío, que aprueba el proyecto "Optimización Central Termoeléctrica Bocamina, Segunda Unidad".
- La obtención del pronunciamiento favorable de la Superintendencia del Medio Ambiente para que la Central Termoeléctrica Bocamina, Segunda Unidad funcione con un sistema de medidas en medio marino, según lo ordenado por la corte Suprema. Dicha superintendencia se pronunció mediante las Res. Ex.N°405, de 20 de mayo 2015.



En cuanto a los efectos financieros que tuvo la paralización de la central, el margen operacional de la compañía se redujo en US\$370 millones desde diciembre 2013, monto que incluye los efectos financieros ya informados en el esencial de fecha 4 de marzo de 2014.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de julio de 2015 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	% Control a 30/06/2015			% Control a 31/12/2014			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%	0,00%	0,00%	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 Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. (7)	Peso Colombiano	21,14%	36,01%	57,15%	21,14%	36,01%	57,15%	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%	15,18%	58,87%	74,05%	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%	0,00%	0,00%	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. (7)	Peso Colombiano	21,60%	34,83%	56,43%	21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A. (7)	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	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	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
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	% Control a 30/06/2015			% Control a 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	75,68%	75,68%	0,00%	75,68%	75,68%	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%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte de Gas Natural
96.830.980-3	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	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%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	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%	100,00%	100,00%	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%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	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	Ingendes 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 Distrilma 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%	100,00%	100,00%	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. (6)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	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%	100,00%	100,00%	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..
- (6) Con fecha 9 de enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A. (Ver nota 2.4.1)
- (7) Ver nota 2.4.2



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	% Control				% Control			
	al 30 de junio de 2015				al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
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

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

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 30 de junio de 2015				al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Aguas 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
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	-	100,00%	100,00%	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 30/06/2015			% Participación al 31/12/2014			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 Regasificación 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
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
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martín	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	0,00%	40,90%	40,90%	0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica



c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	30 de junio de 2015										31 de diciembre de 2014											
							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	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Supervielle	\$ Arg	48,06%	41,21%	103.929	292.664	396.593	198.738	-	-	-	-	-	198.738	112.554	319.053	431.607	372.729	26.615	-	-	-	-	-	399.344	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	\$ Arg	43,55%	37,81%	340.048	959.979	1.300.027	654.604	-	-	-	-	-	654.604	347.807	998.639	1.346.446	1.199.174	87.541	-	-	-	-	-	1.286.715	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US\$	14,67%	13,92%	1.257.638	2.298.465	3.556.103	-	-	-	-	-	-	-	122.704	2.324.204	2.446.908	1.039.398	-	-	-	-	-	-	1.039.398	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	ICB Argentina	\$ Arg	49,93%	42,59%	116.219	327.411	443.630	222.488	-	-	-	-	-	222.488	132.215	371.509	503.724	425.630	29.900	-	-	-	-	-	455.530	
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Banco Santander Chile	Ch\$	4,50%	4,50%	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Deutsche Bank	US\$	13,40%	12,78%	1.335.337	2.495.470	3.830.807	-	-	-	-	-	-	-	1.331.375	4.844.938	6.176.313	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Standard Bank	US\$	13,40%	12,78%	662.452	1.243.171	1.905.623	-	-	-	-	-	-	-	667.376	2.425.364	3.092.740	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	US\$	13,40%	12,78%	671.243	1.250.863	1.922.106	-	-	-	-	-	-	-	687.484	2.459.835	3.147.319	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Macro	\$ Arg	29,50%	26,98%	1.500.694	-	1.500.694	-	-	-	-	-	-	-	1.522.852	-	1.522.852	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Santander - Sindicado IV	\$ Arg	36,21%	32,11%	411.214	1.096.494	1.507.708	325.556	-	-	-	-	-	325.556	306.765	1.185.867	1.492.632	1.023.289	-	-	-	-	-	-	1.023.289	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau - Sindicado IV	\$ Arg	36,21%	32,11%	366.842	978.176	1.345.018	290.427	-	-	-	-	-	290.427	273.493	1.057.510	1.331.003	912.706	-	-	-	-	-	-	912.706	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Galicia - Sindicado IV	\$ Arg	36,21%	32,11%	354.886	943.960	1.298.846	279.314	-	-	-	-	-	279.314	262.403	1.014.727	1.277.130	875.846	-	-	-	-	-	-	875.846	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado IV	\$ Arg	36,21%	32,11%	117.155	312.391	429.546	92.751	-	-	-	-	-	92.751	86.271	335.251	421.522	290.454	-	-	-	-	-	-	290.454	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Ciudad - Sindicado IV	\$ Arg	36,21%	32,11%	47.331	126.206	173.537	37.471	-	-	-	-	-	37.471	34.894	135.536	170.430	117.383	-	-	-	-	-	-	117.383	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	ICB Argentina	\$ Arg	36,21%	32,11%	455.586	1.214.812	1.670.398	360.685	-	-	-	-	-	360.685	340.037	1.314.222	1.654.259	1.133.871	-	-	-	-	-	-	1.133.871	
Totales							91.075.788	124.159.557	215.235.345	65.762.594	101.191.610	54.837.051	38.833.456	40.302.865	300.927.576	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				



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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-06-2015 M\$	31-12-2014 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			123.740.153	334.548.745
	Dólar	Peso chileno	104.633.781	294.009.266
	Dólar	Peso Colombiano	1.094.584	413.009
	Dólar	Nuevo Sol	9.997.046	28.750.530
	Dólar	Peso Argentino	2.437.987	1.058.646
	Peso Argentino	Dólar	-	4.206.734
	Peso chileno	Dólar	-	6.110.560
	Peso Argentino	Pesos chileno	5.576.755	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			12.445.057	14.039.935
	Dólar	Peso chileno	12.445.057	14.039.935
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			136.185.210	348.588.680
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			136.185.210	348.588.680
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			62.794.688	61.063.049
	Dólar	Peso chileno	29.822.172	27.794.762
	Peso colombiano	Peso chileno	32.597.200	32.795.615
	Peso argentino	Peso chileno	375.316	472.672
Plusvalía			390.989.614	439.500.128
	Real	Nuevo Sol	7.674.563	8.527.161
	Real	Peso chileno	232.562.080	258.398.340
	Peso Colombiano	Peso chileno	10.695.024	11.045.730
	Nuevo Sol	Peso chileno	133.960.363	135.136.616
	Peso Argentino	Peso chileno	6.097.584	6.220.966
	Dólar	Peso chileno	-	20.171.315
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			453.784.302	500.563.177
TOTAL ACTIVOS			589.969.512	849.151.857



			30-06-2015								31-12-2014										
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes							
			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\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	no Corriente	
Moneda extranjera	Moneda funcional																				
PASIVOS																					
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		149.195.440	96.489.974	245.685.414	243.755.834	65.179.884	45.244.833	49.219.907	830.505.014	1.233.905.472	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	
	Dólares	Pesos chileno	139.375.246	32.324.826	171.700.072	195.949.668	30.368.233	30.388.156	30.409.374	790.582.253	1.077.697.684	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	
	Dólares	Reales	18.698	56.095	74.793	74.796	74.795	74.795	74.795	2.060.782	2.359.963	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981	
	Dólares	Soles	5.816.233	53.599.234	59.415.467	43.895.790	33.027.227	13.149.945	17.031.338	15.897.057	123.001.357	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	
	Dólares	Peso Argentino	3.985.263	10.509.819	14.495.082	3.835.580	1.709.629	1.631.937	1.704.400	21.964.922	30.846.468	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.784	23.886.776	27.746.810	
TOTAL PASIVOS			149.195.440	96.489.974	245.685.414	243.755.834	65.179.884	45.244.833	49.219.907	830.505.014	1.233.905.472	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	



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 30-06-2015										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	994.109.896	133.282.369	48.764.130	25.755.253	15.444.903	10.791.092	9.089.737	7.434.312	6.415.972	361.267.778	1.612.355.442	173.749.089
Provisión de deterioro	(2.341.947)	(1.650.180)	(466.354)	(781.096)	(3.774.059)	(2.999.206)	(2.648.253)	(2.352.328)	(2.749.935)	(299.706.842)	(319.470.200)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	392.731.637	-	-	-	-	-	-	-	-	-	392.731.637	94.202.577
Provisión de deterioro	(7.308.732)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.308.732)	-
Total	1.377.190.854	131.632.189	48.297.776	24.974.157	11.670.844	7.791.886	6.441.484	5.081.984	3.666.037	61.560.936	1.678.308.147	267.951.666

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

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30-06-2015						Saldo al 31-12-2014					
	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	9.654.173	1.136.375.398	252.366	31.483.587	9.906.539	1.167.858.985	10.244.620	888.656.332	93.327	14.407.554	10.337.947	903.063.886
Entre 1 y 30 días	2.812.581	127.219.796	79.043	6.062.573	2.891.624	133.282.369	2.101.665	101.089.273	85.662	5.805.361	2.187.327	106.894.634
Entre 31 y 60 días	519.207	45.754.561	12.572	3.009.569	531.779	48.764.130	408.941	36.225.884	29.281	3.588.619	438.222	39.814.503
Entre 61 y 90 días	142.522	24.052.992	7.832	1.702.261	150.354	25.755.253	87.712	18.833.430	23.566	1.908.344	111.278	20.741.774
Entre 91 y 120 días	131.718	13.664.080	8.028	1.780.823	139.746	15.444.903	58.397	5.580.951	14.327	1.569.060	72.724	7.150.011
Entre 121 y 150 días	107.044	9.565.843	6.349	1.225.249	113.393	10.791.092	52.163	5.776.635	14.132	1.397.463	66.295	7.174.098
Entre 151 y 180 días	87.280	7.985.424	5.671	1.104.313	92.951	9.089.737	39.113	5.103.607	9.616	1.284.276	48.729	6.387.883
Entre 181 y 210 días	63.662	6.559.640	35.731	874.672	99.393	7.434.312	24.086	3.462.029	15.507	1.076.083	39.593	4.538.112
Entre 211 y 250 días	44.027	5.631.335	20.304	784.637	64.331	6.415.972	20.666	2.455.802	10.733	960.772	31.399	3.416.574
Superior a 251 días	321.700	347.524.319	6.239	13.743.459	327.939	361.267.778	408.132	148.793.724	18.770	28.024.455	426.902	176.818.179
Total	13.883.914	1.724.333.388	434.135	61.771.143	14.318.049	1.786.104.531	13.445.495	1.215.977.667	314.921	60.021.987	13.760.416	1.275.999.654

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30-06-2015		Saldo al 31-12-2014	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1.869.652	23.469.548	164.145	15.922.688
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	8.018	24.742.820	9.983	13.828.106
Total	1.877.670	48.212.368	174.128	29.750.794

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



c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30-06-2015	30-06-2014
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	13.806.831	9.595.528
Provisión cartera repactada	(5.567.100)	751.443
Castigos del período	-	(5.669.057)
Recuperos del período	12.749.695	-
Total	20.989.426	4.677.914

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-06-2015		30-06-2014	
	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	2.215.288	2.215.288	1.837.163	1.837.163
Monto de las operaciones	8.239.731	20.989.426	10.346.971	10.346.971

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
	30-06-2015											
	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	438.257.977	9.974.263	306.857	657.011	760.683	2.451.228	398.780	90.574	141.065	53.188.061	506.226.499	155.130.713
-Grandes Clientes	356.905.310	9.874.560	257.014	455.764	729.334	2.425.058	99.908	84.478	126.543	3.687.575	374.645.544	-
-Clientes Institucionales	51.993.854	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.993.854	147.228.725
-Otros	29.358.813	99.703	49.843	201.247	31.349	26.170	298.872	6.096	14.522	49.500.486	79.587.101	7.901.988
Provisión Deterioro	(272.812)	-	-	(165.703)	-	-	(66.414)	-	-	(50.648.568)	(51.153.497)	-
Servicios no facturados	220.274.004	10.321	-	-	-	-	288.331	-	-	-	220.572.656	2.225.224
Servicios facturados	217.983.973	9.963.942	306.857	657.011	760.683	2.451.228	110.449	90.574	141.065	53.188.061	285.653.843	152.905.489
Cuentas comerciales por cobrar												
Distribución	555.851.919	123.308.106	48.457.273	25.098.242	14.684.220	8.339.864	8.690.957	7.343.738	6.274.907	308.079.717	1.106.128.943	18.618.376
-Clientes Masivos	369.796.226	84.523.986	33.421.273	9.311.224	6.305.126	5.370.573	3.659.785	2.821.073	2.870.020	187.715.394	705.794.680	9.361.719
-Grandes Clientes	134.211.950	25.122.637	8.187.649	4.615.972	1.563.327	916.712	2.452.129	1.160.472	1.460.393	80.793.025	260.484.266	4.658.607
-Clientes Institucionales	51.843.743	13.661.483	6.848.351	11.171.046	6.815.767	2.052.579	2.579.043	3.362.193	1.944.494	39.571.298	139.849.997	4.598.050
Provisión Deterioro	(2.069.135)	(1.650.180)	(466.354)	(615.393)	(3.774.059)	(2.999.206)	(2.581.839)	(2.352.328)	(2.749.935)	(249.058.274)	(268.316.703)	-
Servicios no facturados	294.113.890	-	-	-	-	-	-	-	-	-	294.113.890	135.570
Servicios facturados	261.738.029	123.308.106	48.457.273	25.098.242	14.684.220	8.339.864	8.690.957	7.343.738	6.274.907	308.079.717	812.015.053	18.482.805
Total Cuentas comerciales por cobrar												
Brutos	994.109.896	133.282.369	48.764.130	25.755.253	15.444.903	10.791.092	9.089.737	7.434.312	6.415.972	361.267.778	1.612.355.442	173.749.089
Total Provisión Deterioro	(2.341.947)	(1.650.180)	(466.354)	(781.096)	(3.774.059)	(2.999.206)	(2.648.253)	(2.352.328)	(2.749.935)	(299.706.842)	(319.470.200)	-
Total Cuentas comerciales por cobrar												
Netos	991.767.949	131.632.189	48.297.776	24.974.157	11.670.844	7.791.886	6.441.484	5.081.984	3.666.037	61.560.936	1.292.885.242	173.749.089

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 31-12-2014											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													
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	



- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 30-06-2015										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	430.173.602	9.934.566	257.014	621.467	729.334	2.425.058	388.239	84.478	126.543	52.840.785	497.581.086
-Grandes Clientes	356.905.310	9.874.560	257.014	455.764	729.334	2.425.058	99.908	84.478	126.543	3.687.575	374.645.544
-Clientes Institucionales	51.993.854	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.993.854
-Otros	21.274.438	60.006	-	165.703	-	-	288.331	-	-	49.153.210	70.941.688
Cartera repactada	8.084.375	39.697	49.843	35.544	31.349	26.170	10.541	6.096	14.522	347.281	8.645.418
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.084.375	39.697	49.843	35.544	31.349	26.170	10.541	6.096	14.522	347.281	8.645.418
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	550.496.123	117.285.230	45.497.547	23.431.525	12.934.746	7.140.785	7.597.185	6.475.162	5.504.792	294.683.534	1.071.046.629
-Clientes Masivos	365.463.071	79.891.181	31.123.780	8.081.987	5.307.089	4.518.486	3.026.221	2.274.072	2.380.648	184.724.196	686.790.731
-Grandes Clientes	133.479.829	24.121.318	7.875.067	4.512.523	1.461.525	857.755	2.382.160	1.093.256	1.407.890	80.587.289	257.778.612
-Clientes Institucionales	51.553.223	13.272.731	6.498.700	10.837.015	6.166.132	1.764.544	2.188.804	3.107.834	1.716.254	29.372.049	126.477.286
Cartera repactada	5.355.796	6.022.876	2.959.726	1.666.717	1.749.474	1.199.079	1.093.772	868.576	770.115	13.396.178	35.082.309
-Clientes Masivos	4.333.156	4.632.806	2.297.494	1.229.237	998.038	852.088	633.564	547.001	489.371	2.991.198	19.003.953
-Grandes Clientes	732.120	1.001.319	312.581	103.449	101.801	58.957	69.969	67.216	52.504	205.736	2.705.652
-Clientes Institucionales	290.520	388.751	349.651	334.031	649.635	288.034	390.239	254.359	228.240	10.199.244	13.372.704
Total cartera bruta	994.109.896	133.282.369	48.764.130	25.755.253	15.444.903	10.791.092	9.089.737	7.434.312	6.415.972	361.267.778	1.612.355.442



Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2014										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	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



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

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

Pais	COLOMBIA		PERU				ARGENTINA				BRASIL		CHILE				TOTAL				
	30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015		31.12.2014		30.06.2015		31.12.2014		30.06.2015	31.12.2014	30.06.2015		31.12.2014		30.06.2015		31.12.2014		
	Energía y Potencia	Energía y Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Energía y Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
BALANCE																					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	378.685	256.708	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	450.561	322.580	212.000	109.588	829.246	395.832	468.708	109.588
Cuentas comerciales por cobrar y otras																					
cuentas por cobrar corrientes	89.915.183	84.133.181	37.050.770	3.946.011	4.920.460	33.292.452	25.223.210	21.516	37.188.372	622.691	93.434.361	84.383.373	233.093.373	26.690.211	235.361.045	14.741.243	478.716.897	44.114.461	445.986.430	48.656.386	
Total Activo estimado	90.293.868	84.389.889	37.050.770	3.946.011	4.920.460	33.292.452	25.223.210	21.516	37.188.372	622.691	93.434.361	84.383.373	233.543.934	27.012.791	235.573.045	14.850.831	479.546.143	30.980.318	446.455.139	48.765.974	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	0	0	-	-	-	-	-	-	-	-	262.209	-	4.598.719	148.468	1.547.416	71.570	4.860.928	148.468	1.547.416	71.570	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	22.152.730	28.040.330	21.338.026	4.141.965	20.163.194	3.511.272	11.620.012	-	14.145.011	401.167	145.829.522	169.491.822	99.531.987	38.825.118	75.929.064	26.185.456	300.472.277	60.726.770	307.769.422	30.097.895	
Total Pasivo estimado	22.152.730	28.040.330	21.338.026	4.141.965	20.163.194	3.511.272	11.620.012	-	14.145.011	401.167	145.829.522	169.491.822	104.130.706	38.973.586	77.476.480	26.257.026	305.070.996	43.115.551	309.316.838	30.169.465	
	30.06.2015	30.06.2014	30.06.2015		30.06.2014		30.06.2015		30.06.2014		30.06.2015	30.06.2014	30.06.2015		30.06.2014		30.06.2015		30.06.2014		
RESULTADO	Energía y Potencia	Energía y Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Energía y Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
Venta Energía	91.478.698	108.414.951	36.416.969	3.932.094	35.658.679	573.116	24.896.167	21.516	31.917.591	0	94.987.438	86.364.191	233.543.934	27.012.791	170.139.864	5.146.841	481.323.205	44.702.585	432.495.276	5.719.957	
Compra de Energía	22.443.417	36.117.280	21.262.769	4.127.357	19.172.655	3.299.104	11.642.227	-	14.051.153	501.952	149.446.864	105.003.405	104.130.706	38.973.586	89.298.653	1.494.190	308.925.983	54.948.861	263.643.145	5.295.246	



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			
	30-06-2015				31-12-2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	16.886.716	281.884.316	228.293.030	527.064.062	17.186.972	157.069.570	635.121.059	809.377.601
Entre 31 y 60 días	-	10.938.442	49.979.303	60.917.745	-	10.354.996	2.848.853	13.203.849
Entre 61 y 90 días	-	-	338.732	338.732	-	-	376.364	376.364
Entre 91 y 120 días	-	-	338.732	338.732	-	-	376.364	376.364
Entre 121 y 365 días	-	-	677.465	677.465	-	-	3.010.909	3.010.909
Más de 365 días	-	-	2.867.841	2.867.841	-	-	2.516.362	2.516.362
Total	16.886.716	292.822.758	282.495.103	592.204.577	17.186.972	167.424.566	644.249.911	828.861.449

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	30-06-2015				31-12-2014			
	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	-	-	105.774.286	105.774.286	-	1.137.018	-	1.137.018
Total	-	-	105.774.286	105.774.286	-	1.137.018	-	1.137.018