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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

correspondientes al periodo de nueve meses terminado al 30 de septiembre 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**

EY
Building a better working world

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

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

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enersis S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados intermedios adjuntos de Enersis S.A. y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado al 30 de septiembre de 2015 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales por el periodo de nueve y tres meses terminados el 30 de septiembre de 2015, y los correspondientes estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo de nueve meses terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados intermedios.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados intermedios 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. La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados intermedios a base de nuestra auditoría. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales y asociadas, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 34,2% de los activos totales consolidados al 30 de septiembre de 2015, y de ingresos ordinarios totales que constituyen un 33,7% y un 33,1% de los ingresos ordinarios consolidados totales por los períodos de nueve y tres meses terminados en esa fecha, respectivamente. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales y asociadas, se basa únicamente en los informes emitidos por esos otros auditores. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados intermedios están exentos de representaciones incorrectas significativas.

Building a better working world

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

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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados intermedios presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y filiales al 30 de septiembre de 2015 y los resultados de sus operaciones por el período de nueve y tres meses terminados el 30 de septiembre de 2015 y los flujos de efectivo por el periodo de nueve meses terminado en esa fecha, de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, descritas en Nota 2 a los estados financieros consolidados intermedios.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 c) 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 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 produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados consolidados intermedios de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los periodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 19.

Building a better
working world

Otros Asuntos

Informe de Revisión de Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de septiembre de 2014

Hemos revisado el estado de resultados integrales consolidado intermedio por el período de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2014, y los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo de nueve meses terminado en esa fecha, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile aplicables a revisiones de la información financiera intermedia. Una revisión de 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.

Nos fueron proporcionados los informes de otros auditores sobre su revisión de la información financiera intermedia de ciertas sociedades filiales y asociadas, cuyos estados financieros reflejan ingresos ordinarios que constituyen un 32,7% y un 35,2% de los ingresos ordinarios consolidados totales por el período de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2014, respectivamente.

Basados en nuestra revisión y en los informes de revisión de otros auditores independientes, no tenemos conocimiento de cualquier modificación sustantiva que debiera hacerse a los estados de resultados integrales consolidados del período de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2014, y los estados consolidados intermedios de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo de nueve meses terminado en esa fecha para que estén de acuerdo 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.

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

Con fecha 29 de enero de 2015, emitimos una opinión de auditoría sin salvedades sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2014 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.

Emir Rahil A.

EY LTDA.

Santiago, 30 de octubre de 2015

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificado al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.067.283.896	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	8	97.830.238	99.455.403
Otros activos no financieros corriente		139.995.210	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	1.656.910.648	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10	23.278.496	18.441.340
Inventarios corrientes	11	136.627.602	133.520.154
Activos por impuestos corrientes	12	44.351.788	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		**3.166.277.878**	**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		**3.166.277.878**	**3.931.498.888**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	458.543.044	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes		79.898.599	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	263.357.466	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	497.457	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	79.842.223	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	985.643.264	1.168.212.056
Plusvalía	16	1.331.764.122	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	17	8.503.787.236	8.234.215.719
Propiedad de inversión	18	8.156.603	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	19	130.178.649	193.637.874
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**11.841.668.663**	**11.989.823.428**
TOTAL DE ACTIVOS		**15.007.946.541**	**15.921.322.316**

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificado al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	481.067.957	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	1.660.659.173	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	37.031.978	143.680.622
Otras provisiones corrientes	24	182.517.875	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	12	75.205.940	115.472.313
Otros pasivos no financieros corrientes		176.310.441	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		**2.612.793.364**	**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		**2.612.793.364**	**3.194.821.984**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	3.019.431.200	3.289.097.528
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	276.439.453	159.385.521
Otras provisiones no corrientes	24	236.590.489	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	19	447.625.650	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	234.381.040	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes		64.047.905	53.262.800
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**4.278.515.737**	**4.447.281.586**
TOTAL PASIVOS		**6.891.309.101**	**7.642.103.570**
PATRIMONIO			
Capital emitido	26.1	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias acumuladas		3.328.772.981	3.051.734.445
Otras reservas	26.5	(3.110.393.620)	(2.654.206.384)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**6.022.827.347**	**6.201.976.047**
Participaciones no controladoras	26.6	**2.093.810.093**	**2.077.242.699**
PATRIMONIO TOTAL		**8.116.637.440**	**8.279.218.746**
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		**15.007.946.541**	**15.921.322.316**

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014 (no auditado)
(En miles de pesos)

		enero - septiembre		julio - septiembre	
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	**Nota**	**2015 M$**	**2014 M$**	**2015 M$**	**2014 M$**
Ingresos de actividades ordinarias	27	5.236.804.356	4.905.929.387	1.773.586.939	1.732.802.210
Otros ingresos, por naturaleza	27	448.574.024	303.333.780	168.697.414	97.029.409
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**5.685.378.380**	**5.209.263.167**	**1.942.284.353**	**1.829.831.619**
Materias primas y consumibles utilizados	28	(3.187.684.481)	(2.929.825.541)	(1.018.827.789)	(973.582.227)
Margen de Contribución		**2.497.693.899**	**2.279.437.626**	**923.456.564**	**856.249.392**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	64.144.626	53.832.077	22.214.098	22.404.800
Gastos por beneficios a los empleados	29	(464.484.018)	(382.325.740)	(159.561.592)	(135.345.827)
Gasto por depreciación y amortización	30	(348.652.367)	(349.175.164)	(117.246.882)	(123.769.133)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(36.553.491)	(29.682.444)	(13.579.293)	(8.644.680)
Otros gastos por naturaleza	31	(460.365.590)	(429.830.158)	(146.981.388)	(148.920.355)
Resultado de Explotación		**1.251.783.059**	**1.142.256.197**	**508.301.507**	**461.974.197**
Otras ganancias (pérdidas)	32	7.415.248	48.568.464	(602.037)	21.076.915
Ingresos financieros	33	202.561.920	126.351.459	60.069.181	36.469.682
Costos financieros	33	(319.587.550)	(387.065.650)	(102.471.330)	(143.550.071)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	11.344.783	12.196.539	4.546.000	2.084.613
Diferencias de cambio	33	(22.715.669)	(42.758.216)	(12.992.274)	3.506.687
Resultado por unidades de reajuste	33	(3.097.442)	(5.853.457)	(1.375.788)	(1.091.932)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**1.127.704.349**	**893.695.336**	**455.475.259**	**380.470.091**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	34	(434.678.525)	(367.504.615)	(223.590.486)	(197.515.484)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**693.025.824**	**526.190.721**	**231.884.773**	**182.954.607**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		**693.025.824**	**526.190.721**	**231.884.773**	**182.954.607**
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		405.425.270	272.132.040	117.417.726	80.858.681
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	287.600.554	254.058.681	114.467.047	102.095.926
GANANCIA (PÉRDIDA)		**693.025.824**	**526.190.721**	**231.884.773**	**182.954.607**
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	8,26	5,54	2,39	1,65
Ganancia (pérdida) por acción básica	$ / acción	8,26	5,54	2,39	1,65
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	8,26	5,54	2,39	1,65
Ganancias (pérdida) diluida por acción	$ / acción	8,26	5,54	2,39	1,65
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 Intermedios, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014 (no auditado)
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - septiembre 2015 M$	enero - septiembre 2014 M$	julio - septiembre 2015 M$	julio - septiembre 2014 M$
Ganancia (Pérdida)		**693.025.824**	**526.190.721**	**231.884.773**	**182.954.607**
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	(9.515.990)	-	(9.515.990)	-
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		**(9.515.990)**	**-**	**(9.515.990)**	-
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos					
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(538.225.202)	409.489.169	(295.051.638)	7.732.934
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(440.632)	6.296	127.099	4.075
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	14.1	171.589	13.239.766	24.411	14.499.703
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(134.474.715)	(110.338.937)	(82.058.098)	(69.233.868)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		10.292.397	(10.586.178)	6.151.195	(1.912.649)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		**(662.676.563)**	**301.810.116**	**(370.807.031)**	(48.909.805)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**(672.192.553)**	**301.810.116**	**(380.323.021)**	(48.909.805)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		**3.022.828**	**1.100.658**	3.022.828	1.100.658
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		**3.022.828**	**1.100.658**	3.022.828	1.100.658
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		**32.806.493**	28.143.639	19.986.326	19.422.853
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		**(895)**	(2.663)	136	(2.219)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		**32.805.598**	**28.140.976**	**19.986.462**	19.420.634
Total Otro resultado integral		**(636.364.127)**	**331.051.750**	**(357.313.731)**	(28.388.513)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**56.661.697**	**857.242.471**	**(125.428.958)**	**154.566.094**
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(56.586.933)	496.749.919	(135.725.786)	46.639.228
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		113.248.630	360.492.552	10.296.828	107.926.866
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**56.661.697**	**857.242.471**	**(125.428.958)**	**154.566.094**

ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estado de cambio en el Patrimonio Neto
Por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014
(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 remedición 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)									405.425.270	405.425.270	287.600.554	693.025.824
Otro resultado integral			(400.971.090)	(54.621.336)	(6.355.063)	(165.327)	100.613	(462.012.203)		(462.012.203)	(174.351.924)	(636.364.127)
Resultado integral										(56.586.933)	113.248.630	56.661.697
Dividendos									(122.031.671)	(122.031.671)	(97.336.642)	(219.368.313)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	6.355.063	-	(530.096)	5.824.967	(6.355.063)	(530.096)	655.406	125.310
Total de cambios en patrimonio	-	-	(400.971.090)	(54.621.336)	-	(165.327)	(429.483)	(456.187.236)	277.038.536	(179.148.700)	16.567.394	(162.581.306)
Saldo Final al 30/09/2015	5.804.447.986	-	(365.816.216)	(124.026.013)	-	(151.281)	(2.620.400.110)	(3.110.393.620)	3.328.772.981	6.022.827.347	2.093.810.093	8.116.637.440

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 remedición 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)									272.132.040	272.132.040	254.058.681	526.190.721
Otro resultado integral			273.470.818	(57.663.364)	861.777	3.751	7.944.897	224.617.879		224.617.879	106.433.871	331.051.750
Resultado integral										496.749.919	360.492.552	857.242.471
Dividendos									(131.702.830)	(131.702.830)	(266.904.263)	(398.607.093)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	(861.777)	-	22.258	(839.519)	(38.666.878)	(39.506.397)	(24.544.174)	(64.050.571)
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			61.247.748				(273.641.090)	(212.393.342)	-	(212.393.342)	(173.497.933)	(385.891.275)
Total de cambios en patrimonio	-	-	334.718.566	(57.663.364)	-	3.751	(265.673.935)	11.385.018	101.762.332	113.147.350	(104.453.818)	8.693.532
Saldo Final al 30/09/2014	5.669.280.725	158.759.648	278.696.550	(60.750.090)	-	15.562	(2.679.697.421)	(2.461.735.399)	2.915.396.629	6.281.701.603	2.234.456.790	8.516.158.393

ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los periodos terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014 (no auditado)
(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre 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		6.582.451.326	5.694.994.707
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		26.827.647	40.223.962
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		14.563.320	9.380.593
Otros cobros por actividades de operación		481.864.853	554.264.698
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.650.829.999)	(3.369.500.385)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(420.623.050)	(358.632.066)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.557.811)	(13.827.015)
Otros pagos por actividades de operación		(1.211.870.200)	(1.068.528.529)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(380.372.782)	(361.758.821)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(203.958.398)	(175.330.270)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**1.223.494.906**	951.286.874
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	7.c	-	(37.654.762)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		311.446.047	992.859.371
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(310.666.665)	(393.318.769)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.295.000)	(2.805.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		28.732	59.655
Compras de propiedades, planta y equipo		(854.680.671)	(571.981.118)
Compras de activos intangibles		(189.887.379)	(179.478.684)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		1.729.727	2.037.930
Compras de otros activos a largo plazo		-	(2.059.014)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(4.534.561)	(8.918.411)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		8.447.654	8.599.055
Dividendos recibidos		9.838.071	11.214.761
Intereses recibidos		41.895.050	73.622.583
Otras entradas (salidas) de efectivo		17.725.050	21.808.792
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(964.314.292)**	(86.013.611)
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)	(382.359.724)
Total importes procedentes de préstamos		**339.093.908**	696.151.538
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		64.374.472	667.331.598
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		274.719.436	28.819.940
Pagos de préstamos		(460.510.603)	(558.656.249)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(14.533.970)	(12.485.012)
Dividendos pagados		(538.733.755)	(568.457.089)
Intereses pagados		(194.755.840)	(184.334.945)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(8.665.872)	(139.175.659)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(880.480.478)**	(1.149.317.140)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios		**(621.299.864)**	(284.043.877)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(16.191.433)	66.925.496
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(637.491.297)**	(217.118.381)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7.d	1.704.775.193	1.606.387.569
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7.d	**1.067.283.896**	1.389.269.188

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. 25
g.3) Deterioro de valor de los activos financieros 25
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 27
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: 43

5. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA 46
6. AUMENTO DE CAPITAL 49
7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO. 51
8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS. 52
9. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR. 52
10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS. 54
10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas 54
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas. 54
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas 55
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: 56
10.2 Directorio y personal clave de la gerencia 57
10.3 Retribución del personal clave de la gerencia 59
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia 59
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. 59
10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción 59
11. INVENTARIOS. 60
12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS. 60
13. ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA. 61
14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN. 62
14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación 62
15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA. 64
16. PLUSVALÍA. 66
17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO. 68
18. PROPIEDAD DE INVERSIÓN. 71
19. IMPUESTOS DIFERIDOS. 73
20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS. 76
20.1 Préstamos que devengan intereses. 76
20.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas 78
20.3 Obligaciones con el Público Garantizadas 78
20.4 Deuda de cobertura. 82
20.5 Otros aspectos. 82
21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS. 82
21.1 Riesgo de tasa de interés. 82
21.2 Riesgo de tipo de cambio 83
21.3 Riesgo de commodities. 83
21.4 Riesgo de liquidez. 84
21.5 Riesgo de crédito. 84
21.6 Medición del riesgo. 85
22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS. 86
22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría. 86
22.2 Instrumentos derivados. 87
22.3 Jerarquías del valor razonable. 89
23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES. 90
24. PROVISIONES. 91
25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO. 92
25.1 Aspectos generales: 92
25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: 92
26. PATRIMONIO. 97
26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora. 97
26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión. 99
26.3 Gestión del capital. 99
26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales. 99

26.5 Otras Reservas. 99
26.6 Participaciones no controladoras. 100
27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS. 103
28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS. 104
29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS. 104
30. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO. 104
31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA. 105
32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS). 105
33. RESULTADO FINANCIERO. 106
34. IMPUESTO A LAS GANANCIAS. 107
35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO. 108
35.1 Criterios de segmentación. 108
35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros. 109
35.3 Países. 112
35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países. 115
36. GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS. 121
36.1 Garantías directas. 121
36.2 Garantías Indirectas. 121
36.3 Litigios y arbitrajes. 122
36.4 Restricciones financieras. 138
36.5 Otras informaciones. 142
37. DOTACIÓN. 148
38. SANCIONES. 148
39. MEDIO AMBIENTE. 162
40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES. 164
41. HECHOS POSTERIORES. 166
ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS: 167
ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN: 169
ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS: 170
ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA: 171
ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA: 176
ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012: 178
ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES: 181
ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE: 185
ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES: 186

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 12.291 trabajadores al 30 de septiembre de 2015. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el periodo 2015 fue de 12.356 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 septiembre de 2015, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 30 de octubre 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 especificas 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 y los efectos contables que derivan de la misma fueron registrados al 30 de septiembre de 2014.(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 septiembre de 2015, 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 septiembre 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 septiembre 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:
Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.
Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013) *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014

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:
Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016
Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014) *Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016
Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Revelación *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016
Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación *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.*	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
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
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 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.g.5 y 22).

- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.

- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver anexo 6.2).

- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).

- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).

- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados 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 presenten 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, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.), 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 7.e y 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 periodo.

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 por 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 8,1% y un 8,8% al 30 de septiembre de 2015 (8,59% y 8,8% al 30 de septiembre de 2014). El monto activado por este concepto ascendió a M$ 57.026.042 y M$ 39.278.536 durante los periodos terminados al 30 de septiembre 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$ 57.466.200 y M$ 43.958.650 durante los periodos terminados al 30 de septiembre 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 septiembre 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 septiembre de 2015 y 2014 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 30 de septiembre de 2015 y 2014, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M$ 6.678.426 y M$ 9.873.427, 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 Energía e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	11 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 septiembre de 2015 y 2014 ascendió a M$ 566.360 y M$ 359.646, 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 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

	Tasas de crecimiento (g)	
País	30-09-2015	31-12-2014
Chile	4,1% - 5,1%	2,2% - 5,3%
Argentina	13,1% - 14,0%	6,9% - 7,7%
Brasil	4,9% - 5,6%	5,0% - 5,9%
Perú	3,6% - 4,8%	3,4% - 4,4%
Colombia	4,2% - 5,2%	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 2015 y 2014 fueron las siguientes:

País	Moneda	Septiembre 2015		Diciembre 2014	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,7%	13,1%	7,9%	13,0%
Argentina	Peso argentino	23,1%	38,0%	23,3%	38,9%
Brasil	Real brasileño	10,9%	20,0%	9,7%	22,7%
Perú	Nuevo Sol peruano	7,9%	14,5%	7,3%	14,3%
Colombia	Peso colombiano	9,3%	14,9%	8,0%	13,3%

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, entendiendo 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, entendiendo 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 doces 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 septiembre de 2015 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el periodo 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 por conversión 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 por conversión en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de sus filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, como un componente de Otros resultados integrales en la cuenta Ganancias (Pérdidas) por coberturas de flujo de flujo de caja, 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 previsible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales, asociadas y negocios conjuntos, en las cuales el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos de activo o pasivo se registran en resultados o en rubros de Patrimonio Total en el estado de situación financiera, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

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

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, 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 periodo, 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 periodo 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, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

4.1 Marco regulatorio:

Chile

El sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL Nº 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. Nº 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 lineamentos 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 la Ley 20.805 que introduce 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, duración del contrato de suministro de hasta 20 años, 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 generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio “spot”. Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

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

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

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

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

En marzo de 2013, se publicó la Resolución Nº 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 cambiaran 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 distribuidores 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 (racionalización) 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) Objetivan mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

La Cuenta de Compensación de Valores (“CVA”, por su sigla en portugués) ayuda a mantener la estabilidad en el mercado y permite la creación de costos diferidos, que es compensado a través de ajustes tarifarios basados en las tasas necesarias para compensar los déficits del año anterior.

En Diciembre de 2014 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaron una adición 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 utilizaran 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

En función de los descalces entre los costes reconocidos en tarifa y el real ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costes implícitos de la sequía, ANEEL, en Enero de 2015, empezó a aplicar un sistema (conocido por las Banderas Tarifarias) de cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el coste marginal del sistema alcance niveles por encima del estándar reglamentario. El objetivo del regulador es darle al consumidor una señal económica del costo de la generación ya en el mes subsecuente, anticipándole al Distribuidor un monto (de derecho) que éste solo lo tendría en el próximo evento tarifario.

Dicho mecanismo, descrito abajo, está compuesto por tres niveles de banderas: el rojo, amarillo y verde.

	Descripción	Aplicada cuando CMO..(R$/MWh)	Adicional en Tarifa (R$/MWh)
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	<200	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	>200<388,48	+ 0,025
Roja	Condiciones más costosas de generación	>388,48	+ 0,045

Desde Enero hasta el momento, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costes futuro de la generación.

En resumen, 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.

En línea con lo anterior, en búsqueda de una solución para los impactos incurridos por la sequía, todavía sigue la discusión con los agentes y consumidores sobre el trato con el GSF de las hidroeléctricas. Está en discusión las condiciones y procedimientos para una reasignación del riesgo hidrológico de los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE). Actualmente, hay una gran parte de generadores con decisiones judiciales preliminares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costes para los consumidores.

Adicionalmente, hasta el momento, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, se han realizado en Brasil cuatro subastas:

- Subasta de Fuentes Alternativas (Abril), con inicio del suministro a partir de 2016 y 2017 (PPA 20 años), precio R$ 200/MWh, vendido 97 MWmedios (Enel Brasil compró 5MWm);
- Subasta A-5 (Abril), con inicio del suministro a partir de 2020 (PPAs hasta 30 años), precio R$ 259,2/MWh, vendido 1.160 MWmedios (Enel Brasil compró 86MWmedios);
- Subasta de Energía de Reserva (Agosto) para contratación de energía solar con inicio de suministro en 1º de agosto de 2017 (PPA de 20 años). Fueron comercializados 233 MWmedios de energía a 301,8 R$/MWh. Destaca Enel Green Power con contratación de 120,3 MWmedios (410 MW de potencia) a 303,1 R$/MWh;
- Subasta A-3 (Agosto), con inicio de suministro en 2018 (PPAs hasta 30 años), a 189 R$/MWh (precio marginal de 214,3 R$/MWh - térmica a gas natural), vendido 314,3 MWmedios de energía. Enel Brasil compró 26,7 MWmedios.

Prorrateo de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) por temas judiciales

Creada por la Ley 10.438/2002, la CDE es un fondo del gobierno que tiene como finalidad proporcionar el desarrollo de energía de fuentes alternativas, promueve la globalización del servicio de la energía, y subsidia a los clientes residenciales de bajos ingresos. El recaudo hacia dicho fondo se hace a través de un cargo en la tarifa de los consumidores y generadores.

A finales de septiembre ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (los asociados de Abrace), ANEEL tuvo que recalcular el prorrateo entre los demás. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A. Luego serán publicadas tarifas específicas para los miembros de la Abrace y los distribuidores deberán promover las nuevas facturaciones de eses consumidores; los distribuidores deberán mantener sus pagos de las partes de CDE en el monto actual (publicados en las resoluciones); y por fin el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

Sigue en discusión la Prórroga de los Contratos de Concesión de Distribuidoras

A partir de septiembre de 2012, las concesiones de distribución bajo el Art22 de la Ley 9.074/1995 podrán ser prorrogadas a criterio del Poder Concedente, por única vez, por un plazo máximo de 30 años, de forma a asegurar la continuidad, la eficiencia en la prestación del servicio, la modalidad tarifaria y el atendimiento a criterios de racionalidad operacional y económica.

Actualmente, se están discutiendo los criterios objetivos previstos en el Decreto 8.461/2015, a lo largo del periodo de vigencia contractual, con el objetivo de aumentar las garantías de prestación del servicio adecuado y de reducción de un eventual tiempo de exposición del consumidor al servicio inadecuado. En resumen, la mantención de la concesión para dichas distribuidoras estará condicionada a la prestación de un servicio de calidad, bajo criterios referentes a la eficiencia operacional y a la gestión económica/financiera.

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 mercado 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 (Osinergmin) y su Reglamento, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, y el Decreto Legislativo 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú 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 Osinergmin. 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.

El Decreto Legislativo 1221, publicado el 24 de septiembre de 2015, modifica aspectos del marco vigente, entre los cuales se mencionan los siguientes:

- En las tarifas de distribución, el cálculo del VAD (Valor Agregado de Distribución) y de la Tasa Interna de Retorno (TIR) se efectuará individualmente para cada empresa de Distribución con más de 50 mil clientes.
- El Ministerio definirá una Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT) para cada Distribuidor, considerando preferentemente el ámbito de las Regiones donde opera (próximas a su zona de concesión). Las obras ejecutadas en las ZRT deberán ser aprobadas por el Distribuidor, y éste tendrá la prioridad para ejecutarlas o podrán serles transferidas posteriormente. Se reconocerá un VAD por inversión y costos reales auditados (con un tope máximo).
- Incorpora al VAD un cargo para la Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética en Distribución.
- Incorpora un factor de ajuste al VAD que promueve la calidad del servicio en Distribución.
- Establece la obligación de los Distribuidores de garantizar por 24 meses su demanda regulada.
- Obligación del Distribuidor de efectuar obras de electrificación de habilitaciones urbanas o efectuar la devolución de la contribución a partir de que se alcance un 40% de habitabilidad.
- En cuanto a las concesiones, limita a 30 años aquellas derivadas de licitaciones, necesidad de informe favorable de gestión de cuencas para la generación hidráulica, otorgamiento y caducidad por Resolución Ministerial.
- Establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración, que les permita inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

La descripción del marco regulatorio mencionado a continuación en el presente documento, no incluye este Decreto Legislativo, dado que la mayoría de los aspectos modificados serán reglamentados entre finales de 2015 e inicios de 2016, para su posterior implementación.

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 2015 la CREG publicó la Resolución 138 que modifica el esquema de remuneración del cargo por confiabilidad para las plantas menores. La nueva normativa establece que dichas plantas pertenecerán al esquema centralizado del cargo y deberán declarar ENFICC para tener asignaciones de OEF. Si la diferencia entre la generación real y programada de dichas plantas es menor al +/-5%, podrán mantener el esquema de remuneración actual. El Ministerio de minas y Energía expidió en 2015 el Decreto 1623 que reglamenta las políticas de expansión de cobertura.
- *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.
- *En Argentina,* el 23 de septiembre de 2015 la Cámara de Diputados de la Nación sancionó la nueva ley de Energías Renovables en la Argentina, modificatoria de la ley vigente Ley N° 26 190. La nueva regulación pospone para el 31/12/2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación

de en el año 2025 fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La sancionada Ley crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras, otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31/12/2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a 113 US$/MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

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 Nº 10.848/2004 y del Decreto Nº 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los limites 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 1de 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.

A septiembre de 2015, nuestra filial Chilectra reconoció provisiones por ventas y compras de energía y potencia, las cuales generaron una utilidad neta de M$ 30.399.644 (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 períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida 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 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) 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.

Ampla empezará a usar la metodología del cuarto ciclo tarifario para su revisión tarifaria en marzo de 2019, pero en marzo de 2015 tuvo un incremento promedio anual ordinario final del 37,3% (Resolución 1869/2015), esencialmente debido a incrementos en la Parte A.

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 el aprobado en la Resolución nº 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 emitió la resolución CREG 095 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.

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 aprobación de un nuevo costo base de comercialización para Codensa se encuentra en proceso.

Con respecto a la fórmula tarifaria, la Comisión publicó la resolución CREG 135 de 2014. Esta resolución establece las bases sobre los 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 Paposo.

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

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

A partir de la fecha de adquisición, Inversiones GasAtacama Holding Limitada contribuyó ingresos de actividades ordinarias por M$ 113.074.006 y ganancias antes de impuestos por M$ 33.443.547 a los resultados del Grupo 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:

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable 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) Remedición de participación pre-existente y diferencias de cambio por conversión

La remedición 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 Servicos S.A:	7,70%
Ampla Investimentos y Servicos 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 Cemsa S.A.	55.00%
Generalima S.A.C.	100.00%
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	96,50%
Inversora Dock Sud S.A.	57,14%
Central Dock Sud S.A.	39,99%
Yacylec S.A.	22,22%

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

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

	Aporte en Efectivo	Aporte en sociedades controladas previamente	Aporte en sociedades no controladas previamente, o sobre la que no se poseía participación	Total efectos al 31 de Marzo de 2013
ACTIVOS	**M$**	**M$**	**M$**	**M$**
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 revervas 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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Efectivo en caja	2.170.603	1.264.361
Saldos en bancos	203.922.011	283.305.826
Depósitos a corto plazo	396.365.359	922.909.741
Otros instrumentos de renta fija	464.825.923	497.265.563
Total	**1.067.283.896**	**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	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
$ Chilenos	683.556.145	687.912.363
$ Argentinos	37.521.933	29.065.256
$ Colombianos	181.751.181	357.337.537
Real Brasileño	96.816.319	197.723.752
Nuevo Sol Peruano	33.886.469	105.282.911
US$ Estadounidenses	33.751.849	327.423.672
Total	**1.067.283.896**	**1.704.745.491**

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

Adquisiciones de subsidiarias	30-09-2015 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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

	Saldo al	
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.067.283.896	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)	**1.067.283.896**	**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	30-09-2015 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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.630.459	4.275.183
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	34.358	31.044
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	420.627.553	492.923.605
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	57.252.264	38.301.763	12.762.592	26.340.396
Instrumentos derivados de cobertura (*)	2.347.250	1.414.588	21.488.082	7.229.290
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	20.732.677	52.677.337	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	17.498.047	7.061.715	-	22.002
Total	**97.830.238**	**99.455.403**	**458.543.044**	**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 facilmente 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 compañias 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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-09-2015		31-12-2014	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**1.958.658.179**	**263.357.466**	**1.844.027.889**	**291.641.675**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.567.927.253	168.156.581	1.275.999.654	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	390.730.926	95.200.885	568.028.235	88.709.195

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-09-2015		31-12-2014	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**1.656.910.648**	**263.357.466**	**1.681.686.903**	**291.641.675**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.275.508.880	168.156.581	1.120.897.826	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	381.401.768	95.200.885	560.789.077	88.709.195

(1) Incluye principalmente al 30 de septiembre de 2015, cuentas por cobrar al personal por M$ 27.239.612 (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$ 48.453.413 (M$-.- al 31 de diciembre de 2014) (ver nota 4.2), Impuestos por recuperar (IVA) por M$ 180.066.474 (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$ 159.554.447 (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 septiembre 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 septiembre 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	
	30-09-2015	31-12-2014
	M$	M$
Con antiguedad menor de tres meses	178.523.549	152.844.247
Con antiguedad entre tres y seis meses	42.106.245	14.297.179
Con antiguedad entre seis y doce meses	51.300.753	63.606.398
Con antiguedad mayor a doce meses	21.807.720	51.972.887
Total	**293.738.267**	**282.720.711**

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

(*) Ver nota 30 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

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 (*)	32.906.440
Montos castigados	26.015.064
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(50.486.951)
Otros movimientos	130.971.992
Saldo al 30 de septiembre de 2015	**301.747.531**

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.

							Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	47.244	108.438	-	-
Extranjera	Enel 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	87.417	61.852	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	2.884	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	6.050	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	2.062	273.705	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	66.902	-	-	-
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	25.894	26.514	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Gas	Menos de 90 días	14.604.841	-	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	90.613	78.172	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	49.141	47.811	497.457	486.605
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	19.362	846.807	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	955.187	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	-	1.477.177	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	426.240	649.986	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	2.171.745	11.845.926	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	1.644.650	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Préstamos	Menos de 90 días	1.460.231	549.359	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	607.227	513.804	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	45.244	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 Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	17.974	10.299	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	3.256	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	42.290	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	45.375	21.647	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar SpA	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	48.617	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.749	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	69.389	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	120.040	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	86.162	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	95.355	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	338	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	463	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	458	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	531	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	463	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	340	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	337	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	260	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	423	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	440	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	10.171	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	8.144	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	166.396	-	-	-
		Total					**23.278.496**	**18.441.340**	497.457	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 30-09-2015 M$	Saldo al Corrientes 31-12-2014 M$	Saldo al No corrientes 30-09-2015 M$	Saldo al No corrientes 31-12-2014 M$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	80.490	77.779	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH$	Dividendos	Menos de 90 días	-	73.806.006	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	41.794	-	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	61.599	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.645.457	1.708.804	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Peajes	Menos de 90 días	62.988	-	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	170.554	163.661	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH$	Peajes	Menos de 90 días	75.499	-	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	296.865	335.962	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$	Compra de Gas	Menos de 90 días	8.536.047	19.808.375	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$	Compra combustible	Menos de 90 días	238.981	2.881.032	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$	Compra carbón	Menos de 90 días	362.432	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	22.831	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	85.082	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	-	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	250.737	25.746	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	262.068	296.242	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	115.999	305.654	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	572.575	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	241.612	68.371	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	US$	Otros servicios	Menos de 90 días	471.512	767.673	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	73.730	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	415.824	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	99.837	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	70.999	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	363.732	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.489.027	2.024.190	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	130.748	243.076	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	458.608	553.346	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	30.704	-	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	417.236	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	165.981	157.762	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.077.964	1.029.940	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	153	-	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	6.515	-	-	-
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	303.587	129.492	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	131.632	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	180	-	-	-
Extranjera	Parque Eolico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	279.176	365.620	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	157.301	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	957.995	-	-	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Compra de Energía	Menos de 90 días	2.081.997	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	9.143.333	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.954.367	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	797.057	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	35.212	-	-	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.170.359	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	144.284	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	104.567	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	221.700	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	148.503	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	68.348	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	173.545	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	184.722	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	CH$	Otros servicios	Menos de 90 días	12.690	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	124.901	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	29.733	-	-	-
		Total					**37.031.978**	**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	30-09-2015 Totales M$	30-09-2014 Totales M$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	27.775	38.540
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Venta de Gas	14.604.841	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	Intereses deuda financiera	-	(1.858.772)
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(84.866)	(25.381)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(11.641.643)	(23.300.577)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(103.592)	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Derivados de commodities	(2.144.063)	(974.481)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(120.255.826)	(92.507.654)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(39.104.820)	(29.275.499)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	54.377	56.042
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	63.105	46.820
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	2.554.154	2.040.026
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	(57.354)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	563.204	588.752
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.415.325)	(974.076)
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	(7.052.938)	(6.368.804)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(215.823)	(142.361)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	285.452	116.012
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	200.469	883.600
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(236.116)	(1.984.080)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	20.803	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(2.644.008)	(2.547.228)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	(529.741)	(257.797)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	120.762	109.089
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(32.988)	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	26.723	25.316
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(534.737)	(477.379)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	3.183.913	2.436.591
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	-	44.647
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	2.125.568	2.277.858
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.247.239)	(1.346.884)
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	(1.083.945)	(1.021.152)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	8.811	57.623
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(123.819)	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(216.437)	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	(790.547)	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(2.059.681)	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(79.566)	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	43.983	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	24.526	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(10.919.822)	-
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	360.506	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(11.313.511)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(46.916)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	92.573	-
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(117.931)	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(19.806.382)	-
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	1.471	-
Extranjera	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Matriz Común	Compras de Energía	(67.308)	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	4.405	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	4.386	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	4.426	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.516.887)	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	6.485	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.120.680)	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	5.868	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.816.923)	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.168	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.769.347)	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.107	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(695.988)	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.292	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.272.239)	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	5.503	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.523.201)	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	4.814	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(328.180)	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(32.346)	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	10.923	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	93.698	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(383.631)	(5.028.122)
				Total	**(220.877.275)**	**(168.332.009)**

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 septiembre 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 antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 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 septiembre de 2015 y 2014:

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2015			
			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 - septiembre 2015	45.292	-	-
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés (1)	Presidente	ejercicio 2014	20.184		
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff (1)	Presidente	enero - junio 2015	77.861	-	-
Extranjero	Francesco Starace (2)	Vicepresidente	junio - septiembre 2015	-	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - abril 2015	-	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar (3)	Director	enero - junio 2015	33.532	-	8.745
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera (3)	Director	junio - septiembre 2015	28.074	-	8.967
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - septiembre 2015	71.698	-	24.453
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2015	71.698	-	24.453
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - abril 2015	22.743	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	ejercicio 2014	14.785	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli (4)	Director	enero - septiembre 2015	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo (5)	Director	abril - septiembre 2015	-	-	-
	TOTAL			**385.867**	**-**	**66.618**

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2014			
			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 - septiembre 2014	132.377	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - septiembre 2014	86.418	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	ejercicio 2013	7.028	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - septiembre 2014	64.598	-	21.988
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - septiembre 2014	66.189	-	22.853
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2014	66.189	-	22.853
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	ejercicio 2013	7.028	-	-
	TOTAL			**429.827**	-	**67.694**

(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 la Sra. 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'Agnese (1)	Gerente General
7.750.368-4	Daniel Fernandez Koprich (2)	Subgerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allué (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 Koprich 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 Allué 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	
	30-09-2015 M$	**30-09-2014 M$**
Remuneración	2.332.039	2.216.035
Beneficios a corto plazo para los empleados	281.564	604.512
Otros beneficios a largo plazo	361.738	302.736
Total	**2.975.341**	**3.123.283**

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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Mercaderías	944.393	1.270.326
Suministros para la producción	**31.496.960**	**43.547.980**
Gas	2.925.803	1.407.285
Petróleo	15.000.604	20.642.086
Carbón	13.570.553	21.498.609
Otros inventarios (*)	104.186.249	88.701.848
Total	**136.627.602**	**133.520.154**

Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	**104.186.249**	**88.701.848**
Repuestos	84.698.745	71.641.346
Materiales eléctricos	19.487.504	17.060.502

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de septiembre de 2015 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M$ 460.468.274 (M$ 378.711.015 al 30 de septiembre de 2014). Ver nota 28.

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

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Pagos provisionales mensuales	39.277.259	59.831.897
Crédito por utilidades absorbidas	916.131	20.104.186
Créditos por gastos de capacitación	299.500	301.800
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	-	28.047.776
Otros	3.858.898	2.286.863
Total	**44.351.788**	**110.572.522**

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Impuesto a la renta	75.205.940	115.472.313
Total	**75.205.940**	**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, Endesa Chile 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 período 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 30/09/2015
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	10.777.659	-	3.874.850	(2.914.348)	1.337.643	151.687	-	13.227.491
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	15.198.935	-	3.450.923	(3.262.701)	1.874.549	-	-	17.261.706
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.818.168	-	903.889		357.883	-	-	3.079.940
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	453.015	-	(86.573)		12.361	-	-	378.803
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	19.657	-	27.019		(26.251)	-	-	20.425
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.144.557	2.295.000	(1.800.997)	-	-	-	-	6.638.560
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.426.004	-	1.054.225	-	-	-	-	7.480.229
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	32.795.615	-	1.653.129	-	(3.898.395)	19.902	-	30.570.251
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.208	1.191.518	(625.258)	22.792	-	-	598.260
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.208	1.076.800	(536.401)	21.768	-	-	571.375
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	-	14.617	-	-	566	-	-	15.183
					TOTALES	73.633.610	2.328.033	11.344.783	(7.338.708)	(297.084)	171.589	-	79.842.223

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 septiembre 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 septiembre 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$	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
GNL Chile S.A	33,33%	83.308.612	78.426	69.765.943	4.380.353	545.158.354	(542.446.416)	2.711.938	1.073.757	3.785.695
GNL Quintero S.A	20,00%	133.435.149	674.630.034	11.800.730	709.955.923	97.683.633	(80.429.018)	17.254.615	9.372.746	26.627.361
Electrogas S.A.	42,50%	6.414.662	47.054.671	5.058.199	17.287.627	17.800.953	(7.831.263)	9.969.690	3.504.305	13.473.995
Yacylec S.A.	22,22%	2.506.277	137.926	916.137	23.284	1.082.358	(1.471.975)	(389.617)	55.630	(333.987)

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

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

	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
% Participación	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Total de Activos corrientes	365.973	485.966	4.870.520	4.426.445	16.347.626	13.918.600
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.026.706	12.228.334	11.420.593	125.366.460	140.233.080
Total de Pasivos corrientes	2.451.497	3.419.214	463.983	1.159.095	11.583.568	16.252.424
Total de Pasivos no corrientes	56.685	45.348	1.674.416	1.835.937	57.544.248	60.107.487
Efectivo y equivalentes al efectivo	251.506	319.670	4.457.803	3.930.814	4.037.471	3.750.964
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	132.320	116.008
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	25.309.218	22.738.158
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.099.517	2.672.950	64.117.358	89.367.706
Gasto por depreciación y amortización	-	(52.978)	(529.169)	(738.927)	(6.703.619)	(7.400.833)
Pérdidas por deterioro de valor	-	(131.894.113)	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	16.068	479.518	1.652.413	88.597	468.367	642.775
Gastos por intereses	-	-	-	-	(2.290.477)	(3.017.696)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(496.978)	(205.839)	(3.027.300)	(4.702.120)
Ganancia (pérdida)	**(3.530.997)**	**(136.325.281)**	**2.108.449**	**1.170.102**	**4.551.077**	**6.820.089**
Otro resultado integral	-	-	-	-	(7.915.776)	(4.680.612)
Resultado integral	**(3.530.997)**	**(136.325.281)**	**2.108.449**	**1.170.102**	**(3.364.699)**	**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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Activos intangibles	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Activos Intangibles netos	**985.643.264**	**1.168.212.056**
Servidumbre y Derechos de Agua	42.844.460	44.841.692
Concesiones Neto (1) (*)	874.425.528	1.055.986.162
Costos de Desarrollo	17.576.740	14.833.312
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.658.356	2.206.341
Programas Informáticos	48.559.609	49.549.321
Otros Activos Intangibles Identificables	578.571	795.228

Activos intangibles	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Activos Intangibles bruto	**1.986.808.071**	**2.376.332.904**
Servidumbre y Derechos de Agua	54.052.620	54.963.685
Concesiones	1.745.873.366	2.135.095.221
Costos de Desarrollo	25.959.930	24.281.499
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	10.406.209	11.465.938
Programas Informáticos	140.996.234	140.953.212
Otros Activos Intangibles Identificables	9.519.712	9.573.349

Activos intangibles	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(1.001.164.807)**	**(1.208.120.848)**
Activos Intangibles Identificables	**(1.001.164.807)**	**(1.208.120.848)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(11.208.160)	(10.121.993)
Concesiones	(871.447.838)	(1.079.109.059)
Costos de Desarrollo	(8.383.190)	(9.448.187)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(8.747.853)	(9.259.597)
Programas Informáticos	(92.436.625)	(91.403.891)
Otros Activos Intangibles Identificables	(8.941.141)	(8.778.121)

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

Empresa titular de la concesión	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución)	525.906.443	637.287.020
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	348.519.085	418.699.142
TOTAL	874.425.528	1.055.986.162

(*) Ver nota 3d.1)

La composición y movimientos del activo intangible durante el período 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	3.976.427	1.222.314	160.335.417	282.294	7.502.357	-	**173.318.809**
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(117.468)	(1.809.652)	(260.426.757)	(232.639)	(1.793.399)	(65.932)	**(264.445.847)**
Amortización (1)	(26.592)	(872.304)	(51.655.820)	(597.640)	(6.546.330)	(19.301)	**(59.717.987)**
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	-	-	(3.724.809)	-	-	-	**(3.724.809)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(1.088.939)**	**556.720**	**(26.088.665)**	**-**	**(139.508)**	**(131.424)**	**(26.891.816)**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	556.720	-	-	(550.803)	(5.917)	**-**
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(1.088.939)	-	(26.088.665)	-	411.295	(125.507)	**(26.891.816)**
Disposiciones y retiros de servicio	**-**	**(1.094.310)**	**-**	**-**	**(12.832)**	**-**	**(1.107.142)**
Disposiciones	-	(1.094.310)	-	-	-	-	**(1.094.310)**
Retiros de servicio	-	-	-	-	(12.832)	-	**(12.832)**
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	**-**
Total movimientos en activos intangibles identificables	**2.743.428**	**(1.997.232)**	**(181.560.634)**	**(547.985)**	**(989.712)**	**(216.657)**	**(182.568.792)**
Saldo Final Activos Intangibles al 30/09/2015	**17.576.740**	**42.844.460**	**874.425.528**	**1.658.356**	**48.559.609**	**578.571**	**985.643.264**

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.

Las principales adiciones a activos intangibles provienen principalmente de Ampla y Coelce sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver nota 3.d.1).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 30 de septiembre de 2015 (Ver nota 3e).

Al 30 de septiembre 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 septiembre 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 30/09/2015 M$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	189.172.295	-	5.474.748	194.647.043	(46.020.375)	148.626.668
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	(1.274.008)	9.771.723
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	8.565.202	-	(942.764)	7.622.438	265.680	7.888.118
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile - Sing	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	3.037.927	49.919.559
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	69.364.835	-	2.007.456	71.372.291	(16.874.541)	54.497.750
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	81.661.135	-	6.579.904	88.241.039	5.718.015	93.959.054
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.213.757	-	(327.692)	4.886.065	(563.555)	4.322.510
Chilectra S.A.	Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	Generación Chile - Sic	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	904	14.848
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	880.679	-	25.487	906.166	(214.244)	691.922
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.	95.223.795	-	2.755.828	97.979.623	(23.165.308)	74.814.315
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**	**18.737.737**	**19.795.562**	**1.410.853.627**	**(79.089.505)**	**1.331.764.122**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 30 de septiembre de 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 Pangue S.A.

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

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

6.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

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

7.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

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

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. (Endesa Chile 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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**8.503.787.236**	**8.234.215.719**
Construcción en Curso	2.000.836.808	1.735.117.241
Terrenos	117.703.519	106.233.186
Edificios	88.516.004	81.981.704
Planta y Equipo	6.101.391.245	6.097.991.766
Instalaciones Fijas y Accesorios	75.893.989	96.320.714
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	119.445.671	116.571.108

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**14.576.079.166**	**14.301.161.988**
Construcción en Curso	2.000.836.808	1.735.117.241
Terrenos	117.703.519	106.233.186
Edificios	158.059.186	154.431.222
Planta y Equipo	11.931.372.118	11.912.075.769
Instalaciones Fijas y Accesorios	214.406.657	248.884.529
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	153.700.878	144.420.041

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(6.072.291.930)**	**(6.066.946.269)**
Edificios	(69.543.182)	(72.449.518)
Planta y Equipo	(5.829.980.873)	(5.814.084.003)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(138.512.668)	(152.563.815)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(34.255.207)	(27.848.933)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período 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**
Movimientos							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	798.547.104	138.218	2.404	1.865.921	6.157.553	1.056.314	**807.767.514**
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(101.184.878)	(2.643.001)	(5.454.395)	(172.777.343)	(8.160.588)	5.904.473	**(284.315.732)**
Depreciación (2)	-	-	(3.838.511)	(269.328.662)	(10.656.875)	(5.110.332)	**(288.934.380)**
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	77.758	-	-	**77.758**
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(452.341.461)**	**3.872.978**	**10.392.301**	**431.279.312**	**9.724.813**	**(2.927.943)**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias	**(452.341.461)**	**3.872.978**	**10.392.301**	**431.279.312**	**9.724.813**	**(2.927.943)**	**-**
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(452.341.461)	3.872.978	10.392.301	431.279.312	9.724.813	(2.927.943)	**-**
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	**-**
Disposiciones y retiros de servicio	**(440.250)**	**(92.095)**	**-**	**(5.361.077)**	**(215.637)**	**(10.966)**	**(6.120.025)**
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	**-**
Retiros	(440.250)	(92.095)	-	(5.361.077)	(215.637)	(10.966)	**(6.120.025)**
Otros incrementos (disminución)	21.139.052	10.194.233	5.432.501	17.643.570	(17.275.991)	3.963.017	**41.096.382**
Total movimientos	**265.719.567**	**11.470.333**	**6.534.300**	**3.399.479**	**(20.426.725)**	**2.874.563**	**269.571.517**
Saldo final al 30 de septiembre de 2015	**2.000.836.808**	**117.703.519**	**88.516.004**	**6.101.391.245**	**75.893.989**	**119.445.671**	**8.503.787.236**

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

(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$ 807.767.514 al 30 de septiembre 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 septiembre 2015 por M$ 276.220.039 (M$ 175.419.903 al 31 de diciembre 2014) y mayores mantenciones a centrales por M$ 166.342.573 (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$ 292.478.165 al 30 de septiembre de 2015 (M$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014).

b) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las propiedades, plantas y equipos incluyen M$ 119.445.671 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:

	30-09-2015			31-12-2014		
	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$	Bruto M$	Interés M$	Valor Presente M$
Menor a un año	25.837.218	4.468.672	21.368.546	19.830.764	1.707.340	18.123.424
Entre un año y cinco años	64.299.542	8.888.177	55.411.365	78.271.598	11.421.552	66.850.046
Más de cinco años	27.553.484	1.330.924	26.222.560	17.270.183	459.055	16.811.128
Total	**117.690.244**	**14.687.773**	**103.002.471**	**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%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M$ 20.431.012 al 30 de septiembre de 2015 (M$ 21.071.706 al 31 de diciembre de 2014).

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 septiembre 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%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M$ 35.532.338 al 30 de septiembre de 2015 (M$ 35.641.611 al 31 de diciembre de 2014).

c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 30 de septiembre de 2015 y 2014 incluyen M$ 10.277.503 y M$ 17.721.373, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Menor a un año	22.367.328	13.540.619
Entre un año y cinco años	43.067.747	34.389.527
Más de cinco años	18.741.777	46.504.376
Total	**84.176.852**	**94.434.522**

d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M$ 404.852.615 y M$ 468.173.548, respectivamente.

ii) Al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M$ 19.618.342 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 Endesa Chile S.A. (“el propietario”) y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada”; (ii) la empresa italiana “Tecnimont SpA”; (iii) la empresa brasileña “Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el 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$ 11.492.024 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 septiembre de 2015 el monto registrado es por M$ 67.528.083 (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 período 2015 y ejercicio 2014 han sido los siguientes:

	Propiedades de Inversión, Bruto	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro	Propiedades de Inversión, Neto
Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	**M$**	**M$**	**M$**
Saldo inicial al 1 de enero de 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**
Desapropiaciones	(1.724.812)	1.387.042	(337.770)
Gasto por depreciación	-	(20.189)	(20.189)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	-	-
Saldo final propiedades de inversión al 30 de septiembre de 2015	**8.938.662**	**(782.059)**	**8.156.603**

(1) Ver nota 2.4.1 y 32.

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el período 2015 y 2014 ascendió a M$ 1.800.933 y M$ 6.665.449, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

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

Al 30 de septiembre 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 septiembre de 2015 y 2014, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión es el siguiente:

	Saldo al	
	30-09-2015	30-09-2014
Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	**M$**	**M$**
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	121.919	223.750
Ingresos derivados de plusvalías en la venta provenientes de las propiedades de inversión (*)	1.800.933	6.665.448
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(118.283)	(166.924)
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos (*)	(337.770)	(1.378.073)
Total	**1.466.799**	**5.344.201**

(*) Ver nota 32.

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 30 de septiembre 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, entendiendo 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 septiembre 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	(781.683)	(479.646)	15.641.923	10.923.392	(4.050.111)	9.874.041	(19.547.591)	**11.580.325**
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	3.488.972	143.644	-	-	**3.632.616**
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(6.959.858)	(1.961.239)	(11.166.994)	(1.136.880)	(505.785)	6.075	(3.062.277)	**(24.786.958)**
	Otros incrementos (decrementos)	(23.241.951)	2.046.102	(49.556.386)	1.949.422	1.537.537	(3.012.277)	16.392.345	**(53.885.208)**
Saldo final al 30 de septiembre de 2015		**32.779.787**	**1.112.196**	**41.184.865**	**18.328.223**	**18.257.846**	**11.719.678**	**6.796.054**	**130.178.649**

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 Mantenidos 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	31.804.649	-	7.911.281		3.019	-	(3.369.321)	**36.349.628**
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-		(894)	32.812	(199.530)	**(167.612)**
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	10.977.148	-	2.667		-	10.566	(3.679.313)	**7.311.068**
	Otros incrementos (decrementos)	(62.679.710)	-	(7.911.545)	-	(18.467)	11.747	(3.630.943)	**(74.228.918)**
Saldo final al 30 de septiembre de 2015		**407.983.439**	**-**	**43.956**	**-**	**157**	**218.188**	**39.379.910**	**447.625.650**

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 Mantenidos 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 septiembre de 2015, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M$ 37.726.595 (M$ 42.776.327 al 31 de diciembre de 2014) Ver nota 3.p.

El Grupo Enersis no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos. No ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo 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 estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2015 asciende a M$ 1.921.764.490 (M$ 1.922.581.276 al 31 de diciembre de 2014). Por otra parte, el monto total de las diferencias

temporales deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2015 asciende a M$ 3.231.270.765 (M$ 3.451.816.581 al 31 diciembre de 2014).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 30 de septiembre de 2015 ascienden a M$ 71.139.167 (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 tributarías 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 septiembre de 2015 y 2014:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2015			30 de septiembre de 2014		
	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(440.632)	(895)	(441.527)	6.296	(2.663)	3.633
Cobertura de Flujo de Caja	(124.182.318)	32.806.493	(91.375.825)	(120.925.115)	28.143.639	(92.781.476)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	171.589	-	171.589	13.239.766	-	13.239.766
Ajustes por conversión	(538.225.202)	-	(538.225.202)	409.489.169	-	409.489.169
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(9.515.990)	3.022.828	(6.493.162)	-	1.100.658	1.100.658
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**(672.192.553)**	**35.828.426**	**(636.364.127)**	**301.810.116**	**29.241.634**	**331.051.750**

c. En Chile, con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó en el Diario Oficial la Ley N° 20.780, que introdujo 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 incrementó 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$ 62.035.245, 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 reviertan 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 delante 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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos que devengan intereses	468.714.659	2.857.575.523	418.266.381	3.167.948.954
Instrumentos derivados de cobertura (*)	3.431.676	148.529.174	995.059	114.861.592
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	8.921.622	13.326.503	2.544.239	6.286.982
	481.067.957	**3.019.431.200**	**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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de septiembre de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos bancarios	226.258.280	222.216.075	42.325.846	247.216.989
Obligaciones con el publico no garantizadas	170.095.909	2.405.310.505	308.925.119	2.565.417.993
Arrendamiento financiero	21.368.546	81.633.925	18.123.424	83.661.174
Otros préstamos	50.991.924	148.415.018	48.891.992	271.652.798
Total	**468.714.659**	**2.857.575.523**	**418.266.381**	**3.167.948.954**

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 30 de septiembre 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					
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2015	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2015
				Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	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$	M$
Chile	US$	5,98%	Sin Garantía	588.288	-	**588.288**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	Ch$	5,50%	Sin Garantía	614	-	**614**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	US$	2,35%	Sin Garantía	1.025.266	27.850.642	**28.875.908**	3.700.177	19.483.122	586.562	-	-	**23.769.861**
Perú	Soles	5,07%	Sin Garantía	17.430.027	-	**17.430.027**	2.161.160	23.772.763	-	-	-	**25.933.923**
Argentina	US$	13,06%	Sin Garantía	5.221.615	2.381.035	**7.602.650**	-	-	-	-	-	**-**
Argentina	$ Arg	33,54%	Sin Garantía	4.868.583	7.404.986	**12.273.569**	2.345.334	-	-	-	-	**2.345.334**
Colombia	$ Col	5,92%	Sin Garantía	63.087.089	83.216.244	**146.303.333**	-	-	-	-	68.783.074	**68.783.074**
Brasil	Real	7,20%	Sin Garantía	8.846.437	4.337.454	**13.183.891**	21.849.975	29.424.632	29.424.633	20.684.643	-	**101.383.883**
			Total	**101.067.919**	**125.190.361**	**226.258.280**	**30.056.646**	**72.680.517**	**30.011.195**	**20.684.643**	**68.783.074**	**222.216.075**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2014
				Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	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$	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 septiembre de 2015 asciende a M$ 446.451.392 (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

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	30 de septiembre de 2015									31 de diciembre de 2014								
										Corriente M$			No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
										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
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,58%	13,71%	Al Vencimiento	-	1.220.485	1.220.485	-	7.574.657	7.574.658	7.574.658	-	22.723.973	-	390.065	390.065	-	9.920.055	9.920.055	9.920.055	-	29.760.165
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bradesco	Brasil	Real	5,20%	5,20%	Al Vencimiento	8.846.437	691	8.847.128	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	97.004.000-	Líneas de crédito	Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Otra	29	-	29	-	-	-	-	-	-	133	-	133	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	3,98%	3,96%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	260.672	564.193	824.865	752.258	752.258	15.233.217	-	-	16.737.733
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US$	2,12%	2,01%	Trimestral	237.628	589.274	826.902	785.699	17.874.659	-	-	-	18.660.358	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,18%	3,01%	Trimestral	450.042	1.306.016	1.756.058	1.741.355	435.340	-	-	-	2.176.695	395.746	1.137.486	1.533.232	1.516.648	1.516.648	-	-	-	3.033.296
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,48%	3,40%	Trimestral	323.528	879.842	1.203.370	1.173.123	1.173.123	586.562	-	-	2.932.808	287.425	766.306	1.053.731	1.021.742	1.021.742	1.021.742	255.432	-	3.320.658
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	3,49%	3,51%	Mensual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.358	-	9.358	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	14,17%	14,40%	Semestral	-	108.032	108.032	8.739.990	8.739.990	8.739.990	-	-	26.219.970	-	-	-	-	11.446.218	11.446.218	11.446.218	-	34.338.654
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,46%	13,70%	Anual	-	3.008.246	3.008.246	13.109.985	13.109.985	13.109.985	13.109.985	-	52.439.940	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	3,44%	3,36%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.516.649	5.914.928	7.431.577	13.498.170	14.559.823	-	-	-	28.057.993
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US$	1,02%	1,00%	Al Vencimiento	14.068	25.075.510	25.089.578	-	-	-	-	-	-	11.755	-	11.755	21.839.736	-	-	-	-	21.839.736
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral	29.845	-	29.845	2.161.160	-	-	-	-	2.161.160	28.029	-	28.029	-	2.029.640	-	-	-	2.029.640
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Trimestral	32.260	-	32.260	-	4.538.436	-	-	-	4.538.436	92.908	-	92.908	-	-	4.262.243	-	-	4.262.243
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	14.365	-	14.365	-	3.241.740	-	-	-	3.241.740	12.224	-	12.224	-	-	3.044.460	-	-	3.044.460
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	23.192	-	23.192	-	5.402.901	-	-	-	5.402.901	19.669	-	19.669	-	-	5.074.099	-	-	5.074.099
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	15.072	-	15.072	-	5.186.785	-	-	-	5.186.785	12.130	-	12.130	-	-	4.871.135	-	-	4.871.135
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	13.454	-	13.454	-	5.402.901	-	-	-	5.402.901	10.527	-	10.527	-	-	5.074.099	-	-	5.074.099
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	4,42%	4,35%	Trimestral	12.976.312	-	12.976.312	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	Soles	4,55%	4,47%	Trimestral	4.325.527	-	4.325.527	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad de Buenos Aires	Argentina	$ Arg	34,64%	30,07%	Mensual	1.190.015	-	1.190.015	-	-	-	-	-	-	86.295	3.157.116	3.243.411	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	$ Arg	38,20%	32,79%	Mensual	71.356	187.954	259.310	83.535	-	-	-	-	83.535	20.520	807.217	827.737	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	$ Arg	33,19%	29,00%	Mensual	113.327	111.380	224.707	-	-	-	-	-	-	434.480	-	434.480	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	29,74%	26,91%	Trimestral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.485	1.435.053	1.482.538	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	33,08%	29,63%	Trimestral	97.040	594.028	691.068	-	-	-	-	-	-	566.446	-	566.446	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	$ Arg	34,06%	29,50%	Trimestral	61.114	-	61.114	-	-	-	-	-	-	287.700	-	287.700	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	8,39%	8,22%	Al Vencimiento	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.892	55.892	-	-	-	-	20.393.652	20.393.652
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	6,71%	6,60%	Al Vencimiento	948.652	-	948.652	-	-	-	-	50.741.612	50.741.612	-	153.503	153.503	-	-	-	-	57.357.148	57.357.148
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	6,74%	6,63%	Al Vencimiento	338.858	-	338.858	-	-	-	-	18.041.462	18.041.462	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	$ Col	5,62%	5,51%	Al Vencimiento	74.355	11.050.396	11.124.751	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	$ Col	5,50%	5,38%	Al Vencimiento	8.155.090	-	8.155.090	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	5,67%	5,53%	Al Vencimiento	2.912.182	-	2.912.182	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	$ Col	5,51%	5,38%	Al Vencimiento	6.553.828	-	6.553.828	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	$ Col	5,73%	5,61%	Al Vencimiento	9.402.690	-	9.402.690	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	$ Col	5,57%	5,46%	Al Vencimiento	26.738	5.186.920	5.213.658	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	5,76%	5,64%	Al Vencimiento	24.861.401	-	24.861.401	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	5,90%	5,81%	Al Vencimiento	9.447.875	-	9.447.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	6,26%	6,12%	Al Vencimiento	268.494	52.996.794	53.265.288	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	6,27%	6,12%	Al Vencimiento	81.597	11.050.396	11.131.993	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	$ Col	6,30%	6,15%	Al Vencimiento	15.329	2.931.738	2.947.067	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	$ Arg	28,00%	28,00%	Al Vencimiento	594.029	-	594.029	-	-	-	-	-	-	710.351	-	710.351	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US$	6,32%	5,98%	Semestral	588.288	-	588.288	-	-	-	-	-	-	-	1.007.362	1.007.362	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-	Banco Santander	Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Mensual	581	-	581	-	-	-	-	-	-	1.338	-	1.338	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	$ Arg	51,47%	42,24%	Al Vencimiento	-	728.225	728.225	573.089	-	-	-	-	573.089	-	800.033	800.033	853.856	-	-	-	-	853.856
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	$ Arg	55,08%	44,68%	Al Vencimiento	-	277.439	277.439	247.277	-	-	-	-	247.277	-	302.809	302.809	350.571	-	-	-	-	350.571
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	44,17%	37,14%	Al Vencimiento	-	186.243	186.243	152.170	-	-	-	-	152.170	-	185.138	185.138	215.736	-	-	-	-	215.736
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	$ Arg	49,97%	41,21%	Al Vencimiento	-	265.408	265.408	237.766	-	-	-	-	237.766	-	289.401	289.401	337.088	-	-	-	-	337.088
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	$ Arg	45,11%	37,81%	Al Vencimiento	-	873.704	873.704	785.199	-	-	-	-	785.199	-	955.718	955.718	1.113.199	-	-	-	-	1.113.199
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US$	14,84%	13,92%	Trimestral	-	2.381.035	2.381.035	-	-	-	-	-	-	-	2.126.669	2.126.669	1.022.595	-	-	-	-	1.022.595
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	$ Arg	51,99%	42,59%	Trimestral	-	298.144	298.144	266.298	-	-	-	-	266.298	-	324.772	324.772	377.538	-	-	-	-	377.538
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-	Banco Santander Chile	Chile	Ch$	4,50%	4,50%	Al Vencimiento	4	-	4	-	-	-	-	-	-	123	-	123	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	$ Arg	30,56%	27,87%	Al Vencimiento	1.544.778	-	1.544.778	-	-	-	-	-	-	1.461.573	-	1.461.573	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US$	13,40%	12,78%	Trimestral	2.610.811	-	2.610.811	-	-	-	-	-	-	5.725.691	-	5.725.691	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US$	13,40%	12,78%	Trimestral	1.305.402	-	1.305.402	-	-	-	-	-	-	2.862.848	-	2.862.848	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US$	13,40%	12,78%	Trimestral	1.305.402	-	1.305.402	-	-	-	-	-	-	2.862.848	-	2.862.848	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	275.292	892.966	1.168.258	-	-	-	-	-	-	158.689	813.581	972.270	862.890	-	-	-	-	862.890
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	251.354	815.317	1.066.671	-	-	-	-	-	-	144.890	742.835	887.725	787.856	-	-	-	-	787.856
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	239.385	776.492	1.015.877	-	-	-	-	-	-	137.990	707.462	845.452	750.339	-	-	-	-	750.339
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	83.785	271.772	355.557	-	-	-	-	-	-	48.297	247.612	295.909	262.618	-	-	-	-	262.618
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	35.908	116.474	152.382	-	-	-	-	-	-	20.699	106.119	126.818	112.552	-	-	-	-	112.552
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	$ Arg	36,21%	32,11%	Trimestral	311.200	1.009.440	1.320.640	-	-	-	-	-	-	179.387	919.701	1.099.088	975.440	-	-	-	-	975.440
					Totales					101.067.919	125.190.361	226.258.280	30.056.646	72.680.517	30.011.195	20.684.643	68.783.074	222.216.075	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

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.

20.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

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

- Resumen de Obligaciones con el Público No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2015	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2015
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
				M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Chile	US$	7,24%	Sin Garantía	4.281.399	8.270.539	**12.551.938**	175.900.205	-	-	-	486.112.156	**662.012.361**
Chile	U.F.	6,34%	Sin Garantía	6.714.086	7.702.830	**14.416.916**	8.682.976	8.879.097	20.607.809	32.348.445	265.203.923	**335.722.250**
Perú	US$	6,61%	Sin Garantía	-	14.280.866	**14.280.866**	-	6.965.419	5.687.962	6.965.419	6.965.419	**26.584.219**
Perú	Soles	6,54%	Sin Garantía	3.129.744	19.341.239	**22.470.983**	17.073.166	4.322.320	46.464.945	17.289.282	138.422.312	**223.572.025**
Colombia	$ Col	9,62%	Sin Garantía	6.920.566	46.606.351	**53.526.917**	126.504.326	49.201.445	95.100.694	99.834.906	556.472.110	**927.113.481**
Brasil	Real	14,54%	Sin Garantía	9.089.590	43.758.699	**52.848.289**	93.129.776	75.604.963	61.571.430	-	-	**230.306.169**
			Total	**30.135.385**	**139.960.524**	**170.095.909**	**421.290.449**	**144.973.244**	**229.432.840**	**156.438.052**	**1.453.175.920**	**2.405.310.505**

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2014
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
				M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$	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 con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre de 2015 y diciembre de 2014 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 30 de septiembre de 2015 asciende a M$ 2.785.303.482 (M$ 3.207.640.549 al 31 de diciembre de 2014). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

.

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de septiembre de 2015									31 de diciembre de 2014							
										Corriente M$			No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$				
										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	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Totales Bonos Garantizados						-	-	-	-		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 16	Brasil	Real	13,66%	13,75%	No	-	10.673.959	10.673.959	-	-	-	-	-	-	-	13.508.284	13.508.284	13.392.075	-	-	-	13.392.075
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	13,71%	13,89%	No	-	9.496.300	9.496.300	8.739.990	-	-	-	-	8.739.990	-	97.895	97.895	11.183.110	11.446.218	-	-	-	22.629.328
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	14,69%	14,91%	No	-	922.289	922.289	8.739.990	8.739.990	8.739.990	-	-	26.219.970	-	3.842.192	3.842.192	-	22.666.150	22.706.738	22.651.006	-	68.023.894
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	13,55%	18,97%	No	-	14.995.831	14.995.831	14.020.197	14.020.198	-	-	-	28.040.395	-	2.206.338	2.206.338	16.792.364	17.045.383	17.045.383	-	-	50.883.130
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	15,35%	16,89%	No	-	1.164.324	1.164.324	21.891.772	21.891.779	21.891.779	-	-	65.675.330	-	2.627.046	2.627.046	-	26.615.437	26.615.443	26.615.443	-	79.846.323
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	14,69%	14,91%	No	-	922.289	922.289	8.356.660	8.593.705	8.534.635	-	-	25.485.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B102	Colombia	$ Col	10,29%	9,92%	No	392.939	-	392.939	88.171.395	-	-	-	-	88.171.395	419.979	-	419.979	-	99.597.748	-	-	-	99.597.748
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	$ Col	10,20%	9,84%	No	100.437	-	100.437	-	-	18.041.462	-	-	18.041.462	106.657	-	106.657	-	-	20.393.652	-	-	20.393.652
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B604	Colombia	$ Col	8,50%	8,25%	No	345.500	32.700.150	33.045.650	-	-	-	-	-	-	341.784	-	341.784	36.963.495	-	-	-	-	36.963.495
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	$ Col	9,42%	9,11%	No	529.449	-	529.449	-	-	-	-	43.601.703	43.601.703	530.570	-	530.570	-	-	-	-	49.286.360	49.286.360
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	$ Col	8,50%	8,24%	No	452.090	-	452.090	-	-	40.967.650	-	-	40.967.650	447.227	-	447.227	-	-	46.308.886	-	-	46.308.886
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	$ Col	8,10%	7,86%	No	56.100	-	56.100	-	-	-	-	41.720.881	41.720.881	64.396	-	64.396	-	-	-	-	47.160.321	47.160.321
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú 1	Brasil	Real	13,63%	13,84%	No	9.089.590	1.186.837	10.276.427	9.089.590	-	-	-	-	9.089.590	-	12.502.318	12.502.318	11.904.066	-	-	-	-	11.904.066
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	17,07%	17,72%	No	-	4.396.870	4.396.870	22.291.577	22.359.291	22.405.026	-	-	67.055.894	-	1.168.497	1.168.497	27.069.558	27.179.554	27.195.944	-	-	81.445.056
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	93.791	-	93.791	-	-	-	-	5.402.901	5.402.901	-	8.008	8.008	-	-	-	-	5.074.099	5.074.099
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	-	82.014	82.014	-	-	5.402.901	-	-	5.402.901	156.702	-	156.702	-	-	-	5.074.099	-	5.074.099
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	6,44%	6,34%	No	-	79.782	79.782	-	-	-	-	6.965.419	6.965.419	165.699	-	165.699	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	7,93%	7,78%	No	-	86.060	86.060	-	-	5.687.962	-	-	5.687.962	171.325	-	171.325	-	-	-	4.953.980	-	4.953.980
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	7,25%	7,13%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.977.405	-	3.977.405	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,73%	6,63%	No	-	7.061.557	7.061.557	-	-	-	-	-	-	184.210	-	184.210	6.066.593	-	-	-	-	6.066.593
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,09%	6,00%	No	-	6.975.868	6.975.868	-	-	-	-	-	-	100.099	-	100.099	6.066.593	-	-	-	-	6.066.593
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	5,86%	5,78%	No	-	-	-	-	-	-	6.965.419	-	6.965.419	87.681	-	87.681	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,57%	6,47%	No	-	77.599	77.599	-	6.965.419	-	-	-	6.965.419	165.694	-	165.694	-	-	6.066.593	-	-	6.066.593
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	No	-	3.261.241	3.261.241	-	-	-	-	-	-	73.257	-	73.257	3.044.460	-	-	-	-	3.044.460
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	No	-	3.965.003	3.965.003	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.653.351	-	-	-	-	3.653.351
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	No	-	5.955.428	5.955.428	-	-	-	-	-	-	182.794	-	182.794	5.520.620	-	-	-	-	5.520.620
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.106.563	4.106.563	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.104.101	4.104.101	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	189.306	8.118.559	8.307.865	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	No	114.418	5.402.901	5.517.319	-	-	-	-	-	-	-	17.072	17.072	5.074.099	-	-	-	-	5.074.099
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No	-	72.331	72.331	-	-	-	6.483.481	-	6.483.481	181.145	-	181.145	-	-	-	-	6.088.919	6.088.919
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.176.988	-	5.176.988	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No	-	61.777	61.777	-	-	-	-	10.805.801	10.805.801	199.141	-	199.141	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No	-	64.159	64.159	-	-	4.322.320	-	-	4.322.320	131.609	-	131.609	-	-	-	4.059.279	-	4.059.279
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Fondo -Fosersoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.118.518	6.118.518	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No	251.888	-	251.888	-	-	-	-	8.644.641	8.644.641	-	109.072	109.072	-	-	-	-	8.118.559	8.118.559
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	254.762	-	254.762	-	-	-	-	10.805.801	10.805.801	-	85.449	85.449	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	115.502	-	115.502	-	4.322.320	-	-	-	4.322.320	-	42.509	42.509	-	4.059.279	-	-	-	4.059.279
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,06%	6,94%	No	209.869	-	209.869	6.483.481	-	-	-	-	6.483.481	-	89.590	89.590	-	6.088.919	-	-	-	6.088.919
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No	171.692	-	171.692	-	-	-	-	8.644.641	8.644.641	-	59.762	59.762	-	-	-	-	8.118.559	8.118.559

- Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor continuación

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	30 de septiembre de 2015									31 de diciembre de 2014							
										Corriente M$			No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$				
										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
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	No	-	99.991	99.991	-	-	-	-	10.805.801	10.805.801	223.930	-	223.930	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	No	-	74.965	74.965	-	-	-	10.805.801	-	10.805.801	241.654	-	241.654	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No	-	57.414	57.414	-	-	-	-	7.672.119	7.672.119	185.078	-	185.078	-	-	-	-	7.205.221	7.205.221
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	253.636	-	253.636	-	-	-	-	10.805.801	10.805.801	-	73.293	73.293	-	-	-	-	10.148.198	10.148.198
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	No	345.335	-	345.335	-	-	-	-	12.966.961	12.966.961	-	99.791	99.791	-	-	-	-	12.177.838	12.177.838
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	No	687.988	-	687.988	-	-	-	-	21.611.602	21.611.602	-	306.923	306.923	-	-	-	-	20.296.397	20.296.397
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	246.777	-	246.777	-	-	-	-	12.966.961	12.966.961	-	38.627	38.627	-	-	-	-	12.177.838	12.177.838
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	No	384.086	-	384.086	-	-	21.611.602	-	-	21.611.602	-	59.304	59.304	-	-	-	20.296.397	-	20.296.397
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	-	36.560	36.560	-	-	-	-	17.289.282	17.289.282	291.845	-	291.845	-	-	-	-	16.237.118	16.237.118
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,81%	4,76%	No	-	16.988	16.988	10.589.685	-	-	-	-	10.589.685	135.607	-	135.607	-	9.945.234	-	-	-	9.945.234
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	6,03%	No	-	190.467	190.467	-	-	15.128.122	-	-	15.128.122	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A-10	Colombia	$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54.029.298	-	54.029.298	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A102	Colombia	$ Col	8,87%	8,59%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.288.151	-	10.288.151	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	$ Col	10,92%	10,50%	No	1.288.185	-	1.288.185	-	49.201.445	-	-	-	49.201.445	1.307.418	-	1.307.418	-	-	55.611.108	-	-	55.611.108
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	$ Col	10,79%	10,38%	No	523.722	-	523.722	-	-	36.091.582	-	-	36.091.582	530.887	-	530.887	-	-	-	40.793.373	-	40.793.373
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	$ Col	10,13%	10,13%	No	-	2.373.712	2.373.712	38.332.931	-	-	-	-	38.332.931	3.361.512	-	3.361.512	-	43.326.710	-	-	-	43.326.710
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	$ Col	11,13%	10,69%	No	538.604	-	538.604	-	-	-	-	20.199.200	20.199.200	547.749	-	547.749	-	-	-	-	22.830.628	22.830.628
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	$ Col	11,12%	10,68%	No	186.850	-	186.850	-	-	-	-	12.514.575	12.514.575	190.004	-	190.004	-	-	-	-	14.144.897	14.144.897
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	$ Col	9,19%	8,89%	No	54.315	-	54.315	-	-	-	11.142.432	-	11.142.432	56.716	-	56.716	-	-	-	12.593.838	-	12.593.838
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	$ Col	8,32%	8,08%	No	252.449	-	252.449	-	-	-	24.784.625	-	24.784.625	247.702	-	247.702	-	-	-	-	28.012.654	28.012.654
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	No	-	1.408.768	1.408.768	-	-	-	-	19.507.969	19.507.969	2.180.810	-	2.180.810	-	-	-	-	22.942.859	22.942.859
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	No	-	10.123.721	10.123.721	-	-	-	-	145.856.200	145.856.200	15.671.786	-	15.671.786	-	-	-	-	163.885.784	163.885.784
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	$ Col	8,43%	8,17%	No	272.680	-	272.680	-	-	-	-	67.598.654	67.598.654	282.892	-	282.892	-	-	-	-	76.406.981	76.406.981
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	$ Col	8,75%	8,48%	No	449.254	-	449.254	-	-	-	-	41.998.291	41.998.291	443.930	-	443.930	-	-	-	-	47.472.761	47.472.761
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	$ Col	9,98%	9,62%	No	431.715	-	431.715	-	-	-	-	81.803.138	81.803.138	455.387	-	455.387	-	-	-	-	92.464.960	92.464.960
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	$ Col	8,55%	8,29%	No	184.410	-	184.410	-	-	-	-	45.061.185	45.061.185	191.716	-	191.716	-	-	-	-	50.934.262	50.934.262
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	$ Col	9,09%	8,79%	No	393.494	-	393.494	-	-	-	-	36.610.314	36.610.314	403.310	-	403.310	-	-	-	-	41.380.613	41.380.613
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	$ Col	9,19%	8,89%	No	167.569	-	167.569	-	-	-	34.376.145	-	34.376.145	174.976	-	174.976	-	-	-	38.854.059	-	38.854.059
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	$ Col	8,32%	8,08%	No	300.804	-	300.804	-	-	-	29.531.704	-	29.531.704	295.149	-	295.149	-	-	-	-	33.378.162	33.378.162
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	-	3.454.071	3.454.071	-	-	11.521.315	23.042.627	215.329.906	249.893.848	-	508.451	508.451	-	-	-	22.388.273	220.251.255	242.639.528
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	4.659.697	2.636.077	7.295.774	5.272.153	5.272.153	5.272.153	5.272.153	41.790.675	62.879.287	-	6.054.055	6.054.055	5.122.437	5.122.437	5.122.437	5.122.437	42.939.415	63.429.163
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US$	8,83%	8,63%	No	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.361.016	121.350.000	125.711.016	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US$	7,40%	7,33%	No	-	593.705	593.705	-	-	-	-	48.885.654	48.885.654	1.310.741	-	1.310.741	-	-	-	-	42.390.409	42.390.409
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US$	8,26%	8,13%	No	-	376.036	376.036	-	-	-	-	22.789.356	22.789.356	830.186	-	830.186	-	-	-	-	18.905.448	18.905.448
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US$	4,32%	4,25%	No	-	5.444.193	5.444.193	-	-	-	-	271.141.327	271.141.327	-	2.177.558	2.177.558	-	-	-	-	234.941.377	234.941.377
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,96%	7,88%	No	-	1.856.605	1.856.605	-	-	-	-	142.696.317	142.696.317	4.098.882	-	4.098.882	-	-	-	-	123.713.346	123.713.346
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No	2.054.389	1.612.682	3.667.071	3.410.823	3.606.944	3.814.341	4.033.665	8.083.342	22.949.115	1.523.693	1.592.377	3.116.070	3.222.604	3.407.908	3.603.860	3.811.083	9.689.970	23.735.425
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US$	7,76%	7,40%	No	4.268.320	-	4.268.320	175.900.205	-	-	-	-	175.900.205	-	934.411	934.411	153.936.502	-	-	-	-	153.936.502
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	No	13.079	-	13.079	-	-	-	-	599.502	599.502	-	2.863	2.863	-	-	-	-	520.592	520.592
					Totales Bonos No Garantizados					**30.135.385**	**139.960.524**	**170.095.909**	**421.290.449**	**144.973.244**	**229.432.840**	**156.438.052**	**1.453.175.920**	**2.405.310.505**	**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**

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

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre 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
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	$ Col	10,80%	61.827	195.771	257.598	286.837	50.877	-	-	-	337.714	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	10,08%	2.556	8.064	10.620	11.741	9.612	-	-	-	21.353	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	7,27%	19.642	45.841	65.483	22.709	19.521	-	-	-	42.230	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,13%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.995	-	43.995	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,79%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.223	-	16.223	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,65%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.007	19.417	48.424	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	113.502	114.569	228.071	-	-	-	-	-	-	102.834	314.402	417.236	107.597	-	-	-	-	107.597
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	87.121	224.927	312.048	48.120	-	-	-	-	48.120	83.365	236.019	319.384	256.430	-	-	-	-	256.430
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	79.722	244.796	324.518	84.114	-	-	-	-	84.114	73.417	218.216	291.633	308.894	-	-	-	-	308.894
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	75.594	230.581	306.175	91.814	-	-	-	-	91.814	68.973	206.240	275.213	291.802	-	-	-	-	291.802
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	66.851	203.674	270.525	93.531	-	-	-	-	93.531	58.734	184.498	243.232	258.191	-	-	-	-	258.191
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	160.944	466.362	627.306	660.240	-	-	-	-	660.240	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	5,80%	1.379.492	4.138.477	5.517.969	1.970.048	1.970.048	1.970.048	5.539.072	-	11.449.216	1.640.658	4.921.975	6.562.633	6.562.631	6.562.633	6.562.633	6.562.633	16.811.128	43.061.658
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	492.512	1.477.536	1.970.048	5.517.969	5.517.969	5.517.969	15.514.564	-	32.068.471	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US$	6,50%	-	1.775.372	1.775.372	2.794.880	2.557.749	1.920.774	2.045.625	9.667.713	18.986.741	-	1.470.563	1.470.563	2.427.000	1.566.150	1.667.950	1.776.367	10.215.436	17.652.903
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US$	2,02%	2.431.797	7.247.627	9.679.424	17.694.656	-	-	-	-	17.694.656	2.122.504	6.312.384	8.434.888	8.416.512	13.307.187	-	-	-	21.723.699
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	10,80%	4.541	13.677	18.218	19.820	21.515	3.727	-	-	45.062	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	6,55%	469	1.454	1.923	2.052	354	-	-	-	2.406	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	10,08%	782	2.466	3.248	3.590	3.969	698	-	-	8.257	-	-	-	-	-	-	-	-	-
				Totales Leasing				**4.977.352**	**16.391.194**	**21.368.546**	**29.302.121**	**10.151.614**	**9.413.216**	**23.099.261**	**9.667.713**	**81.633.925**	**4.239.710**	**13.883.714**	**18.123.424**	**18.629.057**	**21.435.970**	**8.230.583**	**8.339.000**	**27.026.564**	**83.661.174**

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

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre 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	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,57%	244.109	762.251	1.006.360	886.026	772.718	277.208	277.208	207.906	2.421.066	320.904	960.799	1.281.703	1.250.075	1.161.274	845.534	363.042	544.563	4.164.488
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,17%	4.544.572	13.897.613	18.442.185	18.178.286	16.488.994	11.421.118	9.369.706	5.177.684	60.635.788	6.342.861	17.834.053	24.176.914	23.778.737	23.778.737	19.359.315	14.939.893	15.331.146	97.187.828
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	7,78%	209.466	640.535	850.001	837.865	837.865	837.865	628.399	-	3.141.994	-	538.196	538.196	538.196	538.196	538.196	538.196	269.098	2.421.882
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	928.076	2.825.217	3.753.293	3.712.305	3.712.305	1.856.152	-	-	9.280.762	1.284.981	3.646.330	4.931.311	4.861.773	4.861.773	4.861.773	1.215.443	-	15.800.762
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,09%	410.917	1.231.536	1.642.453	1.453.008	1.393.797	1.275.374	1.073.465	1.716.444	6.912.088	588.874	1.752.419	2.341.293	2.278.359	2.091.086	1.955.381	1.810.372	3.770.223	11.905.421
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US$	42,15%	-	37.502	37.502	-	-	-	-	1.928.199	1.928.199	14.875	-	14.875	-	-	-	-	1.688.327	1.688.327
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	7,98%	1.314.130	4.029.238	5.343.368	5.256.520	5.256.520	5.256.520	4.122.488	1.981.080	21.873.128	1.845.632	5.157.750	7.003.382	6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.268.860	33.776.860
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco Itau	Brasil	Real	13,27%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.160.712	1.160.712	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	12,63%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.074.175	1.074.175	17.169.326	17.169.326	17.169.326	17.169.326	-	68.677.304
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US$	0,25%	-	3.681.779	3.681.779	2.098.851	2.098.851	2.098.851	2.098.851	23.362.135	31.757.539	-	2.391.399	2.391.399	7.362.677	7.362.678	7.362.678	4.532.769	-	26.620.802
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	$ Arg	17,29%	1.034.686	-	1.034.686	-	-	-	-	-	-	-	3.099.889	3.099.889	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US$	2,33%	-	381.589	381.589	-	-	-	-	-	-	-	331.928	331.928	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	$ Arg	30,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	32.719	-	32.719	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	$ Arg	23,54%	14.818.708	-	14.818.708	10.464.454	-	-	-	-	10.464.454	513.496	-	513.496	9.409.124	-	-	-	-	9.409.124
				Totales Otros				**23.504.664**	**27.487.260**	**50.991.924**	**42.887.315**	**30.561.050**	**23.023.088**	**17.570.117**	**34.373.448**	**148.415.018**	**10.944.342**	**37.947.650**	**48.891.992**	**73.525.267**	**63.840.070**	**58.969.203**	**47.446.041**	**27.872.217**	**271.652.798**

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

20.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 30 de septiembre de 2015, M$ 922.333.016 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 septiembre 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:

	30-09-2015	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	(38.498.951)	(31.401.584)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	1.133.995	(10.086.797)
Diferencias de conversión	(202.856)	289.343
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(76.351.411)**	**(38.783.599)**

20.5 Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2015 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M$ 193.216.116 (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 67% al 30 de septiembre 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:

	30-09-2015 %	31-12-2014 %
Tasa de interés fijo	67%	86%
Tasa de interés variable	33%	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 septiembre de 2015 no había operaciones vigentes. 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 19, 21 y anexo 4.

Al 30 de septiembre de 2015, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M$ 1.067.283.896 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 193.216.116 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.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un trimestre 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, respecto al Dólar Americano, 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 extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

El Valor en Riesgo a un trimestre con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% más adverso de las posibles variaciones trimestrales.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M$ 155.515.773.

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 trimestre.

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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

	30 de septiembre 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	17.498.047	-	-	-	-	2.347.250
Otros activos de carácter financiero	-	20.732.677	57.252.264	1.527.909.447	-	-
Total Corriente	**17.498.047**	**20.732.677**	**57.252.264**	**1.527.909.447**	**-**	**2.347.250**
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	3.664.817	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	21.488.082
Otros activos de carácter financiero	-	-	12.762.592	236.068.146	420.627.553	-
Total No Corriente	**-**	**-**	**12.762.592**	**236.068.146**	**424.292.370**	**21.488.082**
Total	**17.498.047**	**20.732.677**	**70.014.856**	**1.763.977.593**	**424.292.370**	**23.835.332**

	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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

	30 de septiembre de 2015		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	468.714.659	-
Instrumentos derivados	8.921.622	-	3.431.676
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.556.909.139	-
Total Corriente	**8.921.622**	**2.025.623.798**	**3.431.676**
Préstamos que devengan interés	-	2.857.575.523	-
Instrumentos derivados	13.326.503	-	148.529.174
Otros pasivos de carácter financiero	-	276.426.017	-
Total No Corriente	**13.326.503**	**3.134.001.540**	**148.529.174**
Total	**22.248.125**	**5.159.625.338**	**151.960.850**

	31 de diciembre de 2014		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M$	Préstamos y cuentas por pagar M$	Derivados financieros de cobertura M$
Préstamos que devengan interés	-	418.266.381	-
Instrumentos derivados	2.544.239	-	995.059
Otros pasivos de carácter financiero	-	2.432.557.572	-
Total Corriente	**2.544.239**	**2.850.823.953**	**995.059**
Préstamos que devengan interés	-	3.167.948.954	-
Instrumentos derivados	6.286.982	-	114.861.592
Otros pasivos de carácter financiero	-	159.385.521	-
Total No Corriente	**6.286.982**	**3.327.334.475**	**114.861.592**
Total	**8.831.221**	**6.178.158.428**	**115.856.651**

22.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.

- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.

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

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 30 de septiembre 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 septiembre 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:	**1.250.921**	**1.700.934**	**12.260**	**440.186**	**193.246**	**3.533.655**	**14.637**	**582.788**
Cobertura flujos de caja	1.250.921	1.700.934	12.260	440.186	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura de tipo de cambio:	**1.096.329**	**19.787.148**	**3.419.416**	**148.088.988**	**1.221.342**	**3.695.636**	**980.421**	**114.278.805**
Cobertura de flujos de caja	1.096.329	19.787.148	3.419.416	148.088.988	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
TOTAL	**2.347.250**	**21.488.082**	**3.431.676**	**148.529.174**	**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 30-09-2015	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2014
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	2.499.409	3.129.476
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(130.624.927)	(110.342.248)

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

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

	30 de septiembre de 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 septiembre 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 septiembre de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo Corriente M$	Pasivo Corriente M$	Activo No Corriente M$	Pasivo No Corriente M$	Activo Corriente M$	Pasivo Corriente M$	Activo No Corriente M$	Pasivo No Corriente M$
Instrumentos derivados de no cobertura	17.498.047	8.921.622	-	13.326.503	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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nocionales o contractuales:

Derivados financieros	30 de septiembre de 2015						
	Valor razonable	Valor nocional					
		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:	**2.499.409**	**37.096.930**	**32.728.028**	**436.700**	**-**	**-**	**70.261.658**
Cobertura de flujos de caja	2.499.409	37.096.930	32.728.028	436.700	-	-	70.261.658
Cobertura de tipo de cambio:	**(130.624.927)**	**25.740.481**	**240.079.935**	**-**	**-**	**536.242.718**	**802.063.134**
Cobertura de flujos de caja	(130.624.927)	25.740.481	240.079.935	-	-	536.242.718	802.063.134
Derivados no designados contablemente de cobertura	**(4.750.078)**	**195.428.651**	**51.987.038**	**-**	**-**	**-**	**247.415.689**
TOTAL	**(132.875.596)**	**258.266.062**	**324.795.001**	**436.700**	**-**	**536.242.718**	**1.119.740.481**

Derivados financieros	31 de diciembre 2014						
	Valor razonable	Valor nocional					
		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
Deivados 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 nocional 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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	30-09-2015 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	23.835.332	-	23.835.332	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	17.498.047	-	17.498.047	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	20.732.677	20.732.677	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	420.661.911	34.358	420.627.553	-
Total	**482.727.967**	**20.767.035**	**461.960.932**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	151.960.850	-	151.960.850	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	22.248.125	-	22.248.125	-
Total	**174.208.975**	**-**	**174.208.975**	**-**

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 previsibles 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 septiembre 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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**
Acreedores comerciales	624.773.938	822.851.379	2.500.773	7.147.088
Otras cuentas por pagar	1.035.885.235	1.466.025.571	273.938.680	152.238.433
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**1.660.659.173**	**2.288.876.950**	**276.439.453**	**159.385.521**

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

	Corrientes		No corrientes	
			Uno a cinco años	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**
Proveedores por compra de energía (1)	563.583.624	762.931.782	2.500.773	7.147.088
Proveedores por compra de combustibles y gas	61.190.314	59.919.597	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	592.858.667	792.235.405	255.858.309	111.531.445
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	99.173.155	327.360.126	-	-
Multas y reclamaciones (2)	118.275.423	98.470.156	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	13.500.448	18.071.828	15.351.070	24.157.710
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	57.800.741	66.919.568	2.553.364	7.304.354
IVA Debito Fiscal	48.096.230	30.612.286	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	8.192.276	34.214.611	-	-
Obligaciones programas sociales	10.121.139	12.869.529	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	69.417.176	44.497.783	-	-
Otras cuentas por pagar	18.449.980	40.774.279	175.937	9.244.924
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**1.660.659.173**	**2.288.876.950**	**276.439.453**	**159.385.521**

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

(1) Incluye M$ 165.314.926 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.

(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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se expone en anexo 7.

24. PROVISIONES.

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

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2015	31-12-2014	30-09-2015	31-12-2014
	M$	M$	M$	M$
Por reclamaciones legales	58.132.395	58.620.425	142.896.446	165.347.715
Por desmantelamiento o restauración (1)	384.111	568.465	64.171.483	31.647.729
Provisión Medio Ambiente	104.331.903	9.675.454	29.522.560	248.397
Otras provisiones	19.669.466	21.358.340	-	-
Total	**182.517.875**	**90.222.684**	**236.590.489**	**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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y 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	-	85.418	-	85.418
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	36.966.487	31.036.569	15.637.775	83.640.831
Provisión Utilizada	(21.074.579)	(7.398)	(10.422.212)	(31.504.189)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	19.111.155	1.279.435	17.254.376	37.644.966
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(31.280.750)	(54.624)	(17.238.007)	(48.573.381)
Otro Incremento (Decremento)	(26.661.612)	-	117.009.806	90.348.194
Total Movimientos en Provisiones	**(22.939.299)**	**32.339.400**	**122.241.738**	**131.641.839**
Saldo al 30 de septiembre de 2015	**201.028.841**	**64.555.594**	**153.523.929**	**419.108.364**

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y 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 septiembre 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	
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Obligaciones post empleo	234.381.040	269.930.412
Total Pasivo	**234.381.040**	**269.930.412**
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**234.381.040**	**269.930.412**

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Obligaciones post empleo	460.162.221	588.148.279
(-) Plan de activos (*)	(263.822.015)	(368.008.708)
Total	**196.340.206**	**220.139.571**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	27.917.600	33.710.733
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	10.123.234	16.080.108
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**234.381.040**	**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$ 27.917.600 al 30 de septiembre de 2015 (M$33.710.733 a diciembre de 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 utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador. Para Coelce, esta proporción es inferior al 5% al 30 de septiembre de 2015.

(***) En Ampla, 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$10.123.234 al 30 de septiembre de 2015 (M$16.080.108 a diciembre de 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 septiembre de 2015 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	31-12-2013 M$	31-12-2012 M$	31-12-2011 M$
Pasivo Actuarial	460.162.221	588.148.279	521.850.486	628.823.491	592.212.012
Activos Afectos	(263.822.015)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)
Diferencia	196.340.206	220.139.571	199.020.212	234.943.326	226.074.124
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	27.917.600	33.710.733	39.494.779	21.218.042	43.278.951
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	10.123.234	16.080.108	-	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	**234.381.040**	**269.930.412**	**238.514.991**	**256.161.368**	**269.353.075**

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

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.085.206	2.114.310
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	43.426.055	45.433.623
Ingresos por intereses activos del plan	(29.718.777)	(31.930.582)
Costos de Servicios Pasados	43.079	331.581
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.798.902	4.052.539
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**20.634.465**	**20.001.471**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	9.515.990	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**30.150.455**	**20.001.471**

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre 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 Mantenidos 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	16.506.180
Costos de los Servicios en el Período	4.085.206
Beneficios Pagados en el Período	(16.389.862)
Aportaciones del Período	(11.962.103)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(48.210.580)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	21.536.941
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	38.963.013
Cambios del Límite de Activo	(277.850)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(2.155.056)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	43.079
Diferencias de Conversión	(37.688.339)
Pasivo Actuarial Neto Final al 30 de septiembre de 2015	**234.381.041**

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 30 de septiembre 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	4.085.206
Costo por intereses	43.426.055
Aportaciones efectuadas por los participantes	307.441
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(48.210.580)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	21.536.941
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(109.866.556)
Contribuciones pagadas	(39.307.644)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	43.079
Saldo al 30 de septiembre de 2015	**460.162.221**

Al 30 de septiembre de 2015, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 11,73**%** con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (9,58**%** a 31 de diciembre de 2014), en un 70,18**%** con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,97**%** a 31 de diciembre de 2014), en un 13,96% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,81% a 31 de diciembre 2014), en un 3,53**%** con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,18**%** a 31 de diciembre de 2014) y el 0,6% 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	(29.718.777)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	38.963.013
Diferencia de conversión de moneda extranjera	84.294.219
Aportaciones del empleador	(11.962.103)
Aportaciones pagadas	(307.441)
Contribuciones pagadas	22.917.782
Saldo al 30 de septiembre de 2015	**(263.822.015)**

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

Categoría de los Activos del Plan	30-09-2015		31-12-2014	
	M$	%	M$	%
Acciones (renta variable)	31.729.092	12%	46.892.034	13%
Activos de renta fija	197.054.880	75%	270.067.933	73%
Inversiones inmobiliarias	30.035.075	11%	41.758.489	11%
Otros	5.002.968	2%	9.290.252	3%
Total	**263.822.015**	**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.

	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
Acciones	2	2
Inmuebles	21.204.460	24.699.453
Total	**21.204.462**	**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	2.798.902
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(277.850)
Diferencias de Conversión	(8.314.185)
Total Techo del Activo al 30 de septiembre de 2015	**27.917.600**

Otras revelaciones:

- **Hipótesis actuariales:**

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

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	30-09-2015	31-12-2014	30-09-2015	31-12-2014	30-09-2015	31-12-2014	30-09-2015	31-12-2014	30-09-2015	31-12-2014
Tasas de descuento utilizadas	4,60%	4,60%	13,64% - 13,95%	12,52%	7,51%	7,04%	5,50%	5,50%	7,30%	6,35%
Tasa esperada de incrementos salariales	3,00%	4,00%	6,50%	9,18%	3,00%	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 septiembre 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$ 34.474.907 (M$ 46.833.941 al 31 de diciembre de 2014) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$ 40.428.168 (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 septiembre de 2015 han ascendido a M$ 3.514.582 (M$ 2.409.578 al 30 de septiembre 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$ 34.519.567.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 9,61 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M$
1	53.672.311
2	43.919.685
3	43.823.248
4	45.354.264
5	44.241.645
más de 5	238.197.458

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 septiembre 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 septiembre 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 ascendieron a un total de $4,25027 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°86 fue pagado con anterioridad, 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 ascendieron a un total de $ 329.257.075.000, equivalente a $6,70683 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 88 fue pagado con anterioridad, 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 septiembre de 2015 y 2014 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(76.159.841)	(76.239.487)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	99.527.917	182.561.560
Edelnor	54.981.293	42.365.869
Dock Sud	4.546.264	2.936.405
Cemsa	(2.440.215)	(2.520.779)
Enel Brasil S.A.	(549.333.440)	(46.495.940)
Central Costanera S.A.	2.786.400	1.926.712
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	11.125.888	9.018.476
Emgesa S.A. E.S.P.	11.371.135	108.713.733
Hidroelectrica El Chocon S.A.	(28.672.370)	(30.574.577)
Generandes Perú S.A.	93.656.870	78.830.581
Emp. Eléctrica de Piura	11.110.310	8.337.479
Otros	1.683.573	(163.482)
TOTAL	**(365.816.216)**	**278.696.550**

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 septiembre de 2015 de sus filiales Endesa Chile, Enel Brasil, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M$ 1.081.863.733, M$ 721.388, M$ 634.499.912, M$ 90.892.310, M$ 188.083.644 y M$ 33.599.799, respectivamente.

26.5 Otras Reservas.

Al 30 de septiembre 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 septiembre de 2015 M$
Diferencias de cambio por conversión	35.154.874	(400.971.090)	(365.816.216)
Coberturas de flujo de caja	(69.404.677)	(54.621.336)	(124.026.013)
Activos financieros disponibles para la venta	14.046	(165.327)	(151.281)
Otras reservas varias	(2.619.970.627)	(429.483)	(2.620.400.110)
TOTAL	**(2.654.206.384)**	**(456.187.236)**	**(3.110.393.620)**

	Saldo al 1 de enero de 2014 M$	Movimiento 2014 M$	Saldo al 30 de septiembre de 2014 M$
Diferencias de cambio por conversión	(56.022.016)	334.718.566	278.696.550
Coberturas de flujo de caja	(3.086.726)	(57.663.364)	(60.750.090)
Activos financieros disponibles para la venta	11.811	3.751	15.562
Otras reservas varias	(2.414.023.486)	(265.673.935)	(2.679.697.421)
TOTAL	**(2.473.120.417)**	**11.385.018**	**(2.461.735.399)**

a) Reservas por diferencias de cambio por conversión: Provienen 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
Auditorias	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 statutos).

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 30 de septiembre 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 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$ 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 formó 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 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$ 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)				
		Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
	30-09-2015	30-09-2015	31-12-2014	30-09-2015	30-09-2014
	%	M$	M$	M$	M$
Ampla Energía E Serviços S.A.	0,36%	1.640.220	2.255.335	(40.308)	(60.155)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	97.449.776	111.448.154	16.604.026	4.769.193
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	257.076.317	250.654.641	47.532.119	61.898.972
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	396.616.795	377.921.404	90.181.195	120.134.934
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	75.114.860	67.927.394	11.378.473	10.020.184
Generandes Perú S.A.	0,00%	-	-	-	12.672.210
Edegel S.A.A	16,40%	91.933.099	90.506.207	11.443.700	10.176.297
Chinango S.A.C.	20,00%	14.759.060	14.707.216	2.279.936	1.441.425
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	790.154	(17.558.352)	18.451.456	(37.358.024)
Endesa Costanera S.A.	24,32%	6.979.685	5.197.207	1.540.474	(5.913.797)
Hidroelectrica El Chocón S.A.	32,33%	31.960.302	26.841.549	4.005.714	2.960.150
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	19.459.038	20.265.854	(755.950)	(13.478.203)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	18.873.479	17.613.948	(767.827)	-
Chilectra S.A.	0,91%	10.790.278	11.127.491	1.205.526	496.967
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	1.050.663.587	1.080.652.251	77.822.375	76.148.362
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	12.368.213	12.597.077	6.183.061	6.960.786
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	40,02%	-	-	-	2.122.527
Empresa Electrica de Piura	5,00%	2.258.160	2.118.220	211.648	235.747
Otras		5.077.070	2.967.103	324.936	831.106
TOTAL		**2.093.810.093**	**2.077.242.699**	**287.600.554**	**254.058.681**

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

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

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Ventas de energía (2)	**4.813.618.790**	**4.535.740.312**
Generación	**1.670.611.504**	**1.580.162.486**
Clientes Regulados	633.544.126	407.939.315
Clientes no Regulados	672.904.527	800.546.019
Ventas de Mercado Spot	327.494.395	328.712.786
Otros Clientes	36.668.456	42.964.366
Distribución	**3.143.007.286**	**2.955.577.826**
Residenciales	1.419.312.133	1.358.749.342
Comerciales	785.860.307	725.388.962
Industriales	389.486.451	361.833.759
Otros Consumidores	548.348.395	509.605.763
Otras ventas	**53.330.340**	**30.387.643**
Ventas de gas	29.082.523	9.865.120
Ventas de materiales electrónicos	293.160	-
Ventas de productos y servicios	23.954.657	20.522.523
Otras prestaciones de servicios	**369.855.226**	**339.801.432**
Peajes y transmisión	190.502.304	210.391.481
Arriendo equipos de medida	3.319.143	3.417.481
Alumbrado público	11.237.597	27.535.770
Verificaciones y enganches	1.981.116	13.953.958
Servicios de ingeniería y consultoría	1.068.285	15.566.575
Otras prestaciones	161.746.781	68.936.167
Total Ingresos de actividades ordinarias	**5.236.804.356**	**4.905.929.387**

Otros ingresos	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Ingresos por contratos de construcción	160.335.417	138.228.816
Otros Ingresos (1)	288.238.607	165.104.964
Total Otros ingresos	**448.574.024**	**303.333.780**

(1) - Al 30 de septiembre de 2015 incluye un monto de M$ 36.938.241, originado por los nuevos contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA. (M$ 24.608.169 al 30 de septiembre de 2014).

- Producto de la aplicación de la nueva Resolución SE N° 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$ 219.445.150. Además se reconocen ingresos por M$ 11.653.105 (M$ 47.565.552 a septiembre de 2014) por reconocimiento de costos no traspasados a tarifa a través del Mecanismo Monitoreo de Costos (MMC) correspondientes al mes de enero de 2015 y **(2)** adicionalmente se reconocen en ingresos por ventas de energía M$ 26.232.728, pues también establece que, a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos originados por el programa PUREE pasen a ser un ingreso genuino de la distribuidora, como reconocimiento de mayores costos.

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

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

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Compras de energía	(2.041.359.369)	(1.905.755.956)
Consumo de combustible	(460.468.274)	(378.711.015)
Gastos de transporte	(316.176.292)	(327.502.251)
Costos por contratos de construcción	(160.335.417)	(138.228.816)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(209.345.129)	(179.627.503)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(3.187.684.481)**	**(2.929.825.541)**

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

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

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Sueldos y salarios	(320.560.074)	(278.451.453)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(7.642.867)	(4.855.469)
Seguridad social y otras cargas sociales	(130.522.048)	(93.801.140)
Otros gastos de personal	(5.759.029)	(5.217.678)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(464.484.018)**	**(382.325.740)**

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

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

	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Depreciaciones	(288.934.380)	(269.367.501)
Amortizaciones	(59.717.987)	(79.807.663)
Subtotal	**(348.652.367)**	**(349.175.164)**
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(36.553.491)	(29.682.444)
Total	**(385.205.858)**	**(378.857.608)**

(*) Informacion por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro	Generacion		Distribucion		Otros		Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Activos financieros (ver nota 9c)	162.429	(257.054)	(33.068.821)	(18.096.237)	(48)	-	(32.906.440)	(18.353.291)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15)	-	-	(3.724.809)	(10.533.811)	-	-	(3.724.809)	(10.533.811)
Inmovilizado (ver nota 17)	77.758	(795.342)	-	-	-	-	77.758	(795.342)
Total	**240.187**	**(1.052.396)**	**(36.793.630)**	**(28.630.048)**	**(48)**	**-**	**(36.553.491)**	**(29.682.444)**

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

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

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Otros suministros y servicios	(59.158.993)	(45.688.231)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(151.371.205)	(178.859.388)
Reparaciones y conservación	(94.350.548)	(92.605.172)
Indemnizaciones y multas	(15.203.390)	(12.405.860)
Tributos y tasas	(33.890.789)	(19.557.911)
Primas de seguros	(31.840.877)	(26.504.651)
Arrendamientos y cánones	(10.277.503)	(17.721.373)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(5.469.682)	(5.573.699)
Otros aprovisionamientos	(40.865.052)	(15.795.470)
Gastos de viajes	(15.586.487)	(12.797.049)
Gastos de medioambiente	(2.351.064)	(2.321.354)
Total Otros gastos por naturaleza	**(460.365.590)**	**(429.830.158)**

32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

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

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Ganancia por venta participación Tunel El Melón (1)	4.207.167	-
Ventas de Propiedades de Inversión (2)	1.463.163	5.287.375
Venta de Terrenos	2.240.100	-
Ganancia por remedición de la participación pre-existente en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (3)	-	21.546.320
Ganancia por remedición de la participación pre-existente en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (4)	-	21.006.456
Otros	(495.182)	728.313
Total Otras ganancias (pérdidas)	**7.415.248**	**48.568.464**

(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 septiembre de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Ingresos por colocación de depositos y otros instrumentos financieros	53.157.163	76.136.411
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil) (2)	104.522	169.945
Otros ingresos financieros (1)	149.300.235	50.045.103
Total Ingresos Financieros	**202.561.920**	**126.351.459**

Costos financieros	Saldo al	
	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Costos Financieros	**(319.587.550)**	**(387.065.650)**
Préstamos bancarios	(31.143.181)	(25.636.245)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(172.469.942)	(159.492.025)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.790.767)	(1.355.184)
Valoración derivados financieros	(1.844.100)	(1.289.501)
Actualizacion financiera de provisiones	(37.805.478)	(28.944.984)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(16.610.702)	(17.725.525)
Gastos financieros activados	57.026.042	39.278.536
Otros costos financieros (1)	(114.949.422)	(191.900.722)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**(3.097.442)**	**(5.853.457)**
Diferencias de cambio (**)	**(22.715.669)**	**(42.758.216)**
Total Costos Financieros	**(345.400.661)**	**(435.677.323)**
Total Resultado Financiero	**(142.838.741)**	**(309.325.864)**

(1) Al 30 de septiembre de 2015 se incluye un ingreso financiero de M$ 25.159.017 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 septiembre de 2014 esta actualización financiera generó un costo financiero neto de M$ 74.995.697 producto de revisión tarifaria en nuestra filial brasileña Ampla en 2014 (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 30-09-2015 M$	Saldo al 30-09-2014 M$
Otros activos financieros	7.197.900	9.110.374
Otros activos no financieros	7.503	26.934
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	481.056	79.409
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	5.114.403	5.467.588
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(15.759.353)	(20.459.751)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(138.951)	(11.988)
Otras provisiones	-	(65.390)
Otros pasivos no financieros	-	(633)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**(3.097.442)**	**(5.853.457)**

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al 30-09-2015 M$	Saldo al 30-09-2014 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.763.069	25.483.186
Otros activos financieros	41.325.364	(1.779.022)
Otros activos no financieros	203.447	60.861
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	44.585.964	31.735.351
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	(462.692)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(46.384.528)	(75.829.669)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(73.508.409)	(18.960.385)
Otros pasivos no financieros	(700.576)	(3.005.846)
Total Diferencias de Cambio	**(22.715.669)**	**(42.758.216)**

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 períodos 2015 y 2014:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al 30-09-2015 M$	Saldo al 30-09-2014 M$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(388.502.566)	(401.434.806)
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)	23.954.850	30.487.230
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(10.524.445)	(4.740.560)
Gasto / (ingreso) por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(4.747.995)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(34.837.063)	(13.523.027)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(409.909.224)**	**(393.959.158)**
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(22.104.899)	26.454.543
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(2.664.402)	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**(24.769.301)**	**26.454.543**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	**(434.678.525)**	**(367.504.615)**

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	30-09-2015 M$	Tasa	30-09-2014 M$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**1.127.704.349**		**893.695.336**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(22,50%)**	(253.733.479)	**(21,00%)**	(187.676.019)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(9,65%)	(108.777.885)	(8,36%)	(74.750.344)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	5,59%	63.054.416	10,80%	96.500.395
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(4,90%)	(55.254.883)	(18,38%)	(164.271.329)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-	(0,53%)	(4.747.995)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,93%)	(10.524.445)	(0,53%)	(4.740.560)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(0,24%)	(2.664.400)		-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(5,92%)	(66.777.849)	(3,11%)	(27.818.763)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**(16,05%)**	**(180.945.046)**	**(20,12%)**	**(179.828.596)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(38,55%)**	**(434.678.525)**	**(41,12%)**	**(367.504.615)**

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.

Linea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
ACTIVOS	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
ACTIVOS CORRIENTES	1.119.365.103	1.258.524.552	1.385.960.635	1.682.754.340	660.952.140	990.219.996	3.166.277.878	3.931.498.888
Efectivo y equivalentes al efectivo	250.217.050	444.764.922	95.166.899	274.881.316	721.899.947	985.099.253	1.067.283.896	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	27.386.737	50.850.528	26.906.018	25.046.824	43.537.483	23.558.051	97.830.238	99.455.403
Otros activos no financieros, corriente	44.746.008	61.264.981	91.520.884	109.728.709	3.728.318	4.104.422	139.995.210	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	596.105.936	498.363.943	1.052.749.870	1.178.238.427	8.054.842	5.084.533	1.656.910.648	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	113.196.914	77.105.049	31.607.546	29.295.267	(121.525.964)	(87.958.976)	23.278.496	18.441.340
Inventarios corrientes	63.316.356	73.796.781	70.584.409	56.267.388	2.726.837	3.455.985	136.627.602	133.520.154
Activos por impuestos corrientes, corriente	24.396.102	52.378.348	17.425.009	9.296.409	2.530.677	48.897.765	44.351.788	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	6.763.272.643	6.814.137.154	4.786.700.158	5.034.348.611	291.695.862	141.337.663	11.841.668.663	11.989.823.428
Otros activos financieros no corrientes	23.419.679	7.937.828	422.392.569	496.520.403	12.730.796	26.363.289	458.543.044	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes	14.582.457	12.590.288	52.256.996	61.369.954	13.059.146	3.845.938	79.898.599	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	157.744.851	185.266.255	105.403.298	106.105.806	209.317	269.614	263.357.466	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	497.457	486.605	-	-	497.457	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	490.122.118	609.409.322	472.376.077	574.400.438	(882.655.972)	(1.110.176.150)	79.842.223	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	53.294.360	55.498.838	920.134.040	1.097.100.837	12.214.864	15.612.381	985.643.264	1.168.212.056
Plusvalía	131.030.038	125.609.898	77.054.792	100.220.100	1.123.679.292	1.185.023.629	1.331.764.122	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	5.833.672.154	5.723.349.345	2.689.668.108	2.522.222.675	(19.553.026)	(11.356.301)	8.503.787.236	8.234.215.719
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.156.603	8.514.562	8.156.603	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	59.406.986	94.475.380	46.916.821	75.921.793	23.854.842	23.240.701	130.178.649	193.637.874
TOTAL ACTIVOS	7.882.637.746	**8.072.661.706**	6.172.660.793	**6.717.102.951**	952.648.002	**1.131.557.659**	15.007.946.541	**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	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**
PASIVOS CORRIENTES	1.489.727.822	1.622.353.344	1.706.814.162	1.856.594.893	(583.748.620)	(284.126.253)	2.612.793.364	3.194.821.984
Otros pasivos financieros corrientes	296.275.821	297.869.150	175.475.180	119.552.373	9.316.956	4.384.156	481.067.957	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	543.424.631	777.931.218	1.100.133.982	1.403.375.115	17.100.560	107.570.617	1.660.659.173	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	430.323.509	371.111.287	240.357.184	189.021.282	(633.648.715)	(416.451.947)	37.031.978	143.680.622
Otras provisiones corrientes	127.959.695	38.351.988	53.896.814	51.247.787	661.366	622.909	182.517.875	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	48.600.103	96.623.249	13.506.283	16.472.461	13.099.554	2.376.603	75.205.940	115.472.313
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	43.144.063	40.466.452	123.444.719	76.925.875	9.721.659	11.883.262	176.310.441	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	2.469.836.864	2.398.122.150	1.515.520.660	1.770.828.652	293.158.213	278.330.784	4.278.515.737	4.447.281.586
Otros pasivos financieros no corrientes	1.844.103.466	1.871.186.406	907.406.972	1.153.615.811	267.920.762	264.295.311	3.019.431.200	3.289.097.528
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	52.903.928	3.858.836	223.534.547	155.526.685	978	-	276.439.453	159.385.521
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	10.459.277	4.908.454	-	-	(10.459.277)	(4.908.454)	-	-
Otras provisiones no corrientes	96.071.425	34.859.087	140.382.008	162.308.328	137.056	76.426	236.590.489	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	376.964.104	397.978.536	59.294.369	61.859.841	11.367.177	18.523.107	447.625.650	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	37.230.373	43.461.827	182.411.769	213.666.598	14.738.898	12.801.987	234.381.040	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes	52.104.291	41.869.004	2.490.995	23.851.389	9.452.619	(12.457.593)	64.047.905	53.262.800
PATRIMONIO NETO	3.923.073.060	4.052.186.212	2.950.325.971	3.089.679.406	1.243.238.409	1.137.353.128	8.116.637.440	8.279.218.746
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.923.073.060	4.052.186.212	2.950.325.971	3.089.679.406	1.243.238.409	1.137.353.128	6.022.827.347	6.201.976.047
Capital emitido	1.490.687.400	1.512.762.830	782.389.225	872.231.352	3.531.371.361	3.419.453.804	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.216.847.763	2.172.639.133	1.534.087.290	1.384.094.891	(422.162.072)	(504.999.579)	3.328.772.981	3.051.734.445
Primas de emisión	206.060.043	206.599.062	3.573.259	3.965.297	(209.633.302)	(210.564.359)	-	-
Otras reservas	9.477.854	160.185.187	630.276.197	829.387.866	(1.656.337.578)	(1.566.536.738)	(3.110.393.620)	(2.654.206.384)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	2.093.810.093	2.077.242.699
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.882.637.746	**8.072.661.706**	6.172.660.793	**6.717.102.951**	952.648.002	**1.131.557.659**	15.007.946.541	**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	
ESTADO DE RESULTADOS	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
INGRESOS	**2.356.150.763**	**2.218.512.684**	**3.868.772.119**	**3.468.440.095**	**(539.544.502)**	**(477.689.612)**	**5.685.378.380**	**5.209.263.167**
Ingresos de actividades ordinarias	**2.313.113.471**	**2.166.205.323**	**3.463.493.511**	**3.218.084.088**	**(539.802.626)**	**(478.360.024)**	**5.236.804.356**	**4.905.929.387**
Ventas de energía	2.131.437.277	2.021.768.995	3.145.271.373	2.960.023.648	(463.089.860)	(446.052.331)	4.813.618.790	4.535.740.312
Otras ventas	35.870.376	17.459.028	17.465.188	7.396.308	(5.225)	5.532.307	53.330.339	30.387.643
Otras prestaciones de servicios	145.805.818	126.977.300	300.756.950	250.664.132	(76.707.541)	(37.840.000)	369.855.227	339.801.432
Otros ingresos	43.037.292	52.307.361	405.278.608	250.356.007	258.124	670.412	448.574.024	303.333.780
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(1.142.651.319)**	**(1.072.992.020)**	**(2.570.683.349)**	**(2.340.690.189)**	**525.650.187**	**483.856.668**	**(3.187.684.481)**	**(2.929.825.541)**
Compras de energía	(365.925.546)	(438.649.830)	(2.151.554.524)	(1.912.884.492)	476.120.701	445.778.366	(2.041.359.369)	(1.905.755.956)
Consumo de combustible	(460.468.274)	(378.708.738)	-	-	-	(2.277)	(460.468.274)	(378.711.015)
Gastos de transporte	(218.301.032)	(200.411.881)	(159.422.869)	(167.020.349)	61.547.609	39.929.979	(316.176.292)	(327.502.251)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(97.956.467)	(55.221.571)	(259.705.956)	(260.785.348)	(12.018.123)	(1.849.400)	(369.680.546)	(317.856.319)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.213.499.444**	**1.145.520.664**	**1.298.088.770**	**1.127.749.906**	**(13.894.315)**	**6.167.056**	**2.497.693.899**	**2.279.437.626**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	19.444.020	21.046.346	43.450.987	32.706.407	1.249.619	79.324	64.144.626	53.832.077
Gastos por beneficios a los empleados	(133.525.984)	(115.722.518)	(296.934.298)	(232.787.622)	(34.023.736)	(33.815.600)	(464.484.018)	(382.325.740)
Otros gastos, por naturaleza	(123.266.974)	(113.051.163)	(339.842.967)	(325.597.104)	2.744.351	8.818.109	(460.365.590)	(429.830.158)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**976.150.506**	**937.793.329**	**704.762.492**	**602.071.587**	**(43.924.081)**	**(18.751.111)**	**1.636.988.917**	**1.521.113.805**
Gasto por depreciación y amortización	(198.199.968)	(175.545.212)	(151.202.997)	(172.087.498)	750.598	(1.542.454)	(348.652.367)	(349.175.164)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	240.187	(1.052.396)	(36.793.630)	(28.630.048)	(48)	-	(36.553.491)	(29.682.444)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**778.190.725**	**761.195.721**	**516.765.865**	**401.354.041**	**(43.173.531)**	**(20.293.565)**	**1.251.783.059**	**1.142.256.197**
RESULTADO FINANCIERO	**(157.922.244)**	**(158.793.947)**	**(43.420.617)**	**(213.252.351)**	**58.504.120**	**62.720.434**	**(142.838.741)**	**(309.325.864)**
Ingresos financieros	24.729.621	24.308.969	155.015.400	55.314.578	22.816.899	46.727.912	202.561.920	126.351.459
Costos financieros	(122.801.046)	(125.946.325)	(198.366.660)	(265.543.982)	1.580.156	4.424.657	(319.587.550)	(387.065.650)
Resultados por Unidades de Reajuste	2.915.547	2.688.098	393.671	246.352	(6.406.660)	(8.787.907)	(3.097.442)	(5.853.457)
Diferencias de cambio	**(62.766.366)**	**(59.844.689)**	**(463.028)**	**(3.269.299)**	**40.513.725**	**20.355.772**	**(22.715.669)**	**(42.758.216)**
Positivas	53.503.084	45.506.639	5.712.953	1.963.112	44.255.790	52.944.450	103.471.827	100.414.201
Negativas	(116.269.450)	(105.351.328)	(6.175.981)	(5.232.411)	(3.742.065)	(32.588.678)	(126.187.496)	(143.172.417)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	9.751.207	9.961.112	1.680.149	2.239.641	(86.573)	(4.214)	11.344.783	12.196.539
Otras ganancias (pérdidas)	**4.117.385**	**43.437.381**	**1.917.524**	**(156.292)**	**1.380.339**	**5.287.375**	**7.415.248**	**48.568.464**
Resultado de Otras Inversiones	4.308.858	43.358.695	-	-	-	-	4.308.858	43.358.695
Resultados en Ventas de Activos	(191.473)	78.686	1.917.524	(156.292)	1.380.339	5.287.375	3.106.390	5.209.769
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**634.137.073**	**655.800.267**	**476.942.921**	**190.185.039**	**16.624.355**	**47.710.030**	**1.127.704.349**	**893.695.336**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(248.799.058)	(221.396.511)	(131.596.701)	(77.640.650)	(54.282.766)	(68.467.454)	(434.678.525)	(367.504.615)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**385.338.015**	**434.403.756**	**345.346.220**	**112.544.389**	**(37.658.411)**	**(20.757.424)**	**693.025.824**	**526.190.721**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-		-		-		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**385.338.015**	**434.403.756**	**345.346.220**	**112.544.389**	**(37.658.411)**	**(20.757.424)**	**693.025.824**	**526.190.721**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**385.338.015**	**434.403.756**	**345.346.220**	**112.544.389**	**(37.658.411)**	**(20.757.424)**	**693.025.824**	**526.190.721**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora		**-**					**405.425.270**	**272.132.040**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras		**-**					**287.600.554**	**254.058.681**

País	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	722.159.413	593.944.901	580.137.290	444.225.294	(78.801.797)	(86.883.321)	1.223.494.906	951.286.874
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(447.920.998)	(320.030.974)	(574.965.935)	(344.307.243)	58.572.641	578.324.607	(964.314.292)	(86.013.610)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(464.584.567)	(179.495.090)	(177.645.869)	(134.904.499)	(238.250.042)	(834.917.552)	(880.480.478)	(1.149.317.141)

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	
ACTIVOS	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
ACTIVOS CORRIENTES	1.563.071.384	1.878.994.993	392.822.484	520.217.733	746.301.262	848.758.549	403.589.241	574.295.812	255.007.454	287.163.111	(194.513.947)	(177.931.310)	3.166.277.878	**3.931.498.888**
Efectivo y equivalentes al efectivo	700.889.457	989.320.583	31.847.182	25.917.276	96.816.319	197.723.645	182.041.753	357.750.546	55.689.185	134.033.441	-	-	**1.067.283.896**	**1.704.745.491**
Otros activos financieros corrientes	48.553.310	8.518.962	941.054	-	22.175.045	52.870.583	26.160.829	38.065.858	-	-	-	-	**97.830.238**	**99.455.403**
Otros activos no financieros, corriente	17.561.662	16.052.871	8.985.680	4.151.319	90.310.939	115.566.129	5.351.859	12.267.413	17.785.070	27.060.380	-	-	**139.995.210**	**175.098.112**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	581.062.593	578.408.890	260.981.362	416.026.626	492.085.983	446.392.339	174.667.827	147.531.981	148.206.764	93.735.123	(93.881)	(408.056)	**1.656.910.648**	**1.681.686.903**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	156.334.719	134.750.382	31.606.502	28.097.713	27.627.649	22.359.268	889.032	748.922	1.240.660	3.256	(194.420.066)	(167.518.201)	**23.278.496**	**18.441.340**
Inventarios corrientes	35.549.475	43.677.878	53.290.886	41.937.394	1.586.945	934.466	14.470.877	16.506.890	31.729.419	30.463.526	-	-	**136.627.602**	**133.520.154**
Activos por impuestos corrientes, corriente	23.120.168	90.281.411	5.169.818	4.087.405	15.698.382	12.912.119	7.064	1.424.202	356.356	1.867.385	-	-	**44.351.788**	**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	9.739.638.223	9.730.558.674	999.543.531	822.281.224	1.933.287.129	2.333.408.466	2.631.468.121	2.716.160.481	1.657.913.918	1.550.114.522	(5.120.182.259)	(5.162.699.939)	**11.841.668.663**	**11.989.823.428**
Otros activos financieros no corrientes	35.536.691	33.090.868	31.795	72.882	422.340.571	496.463.986	628.591	1.177.618	5.396	16.166	-	-	**458.543.044**	**530.821.520**
Otros activos no financieros no corrientes	14.326.838	236.772	5.320.886	4.232.688	57.050.831	69.746.584	3.289.968	3.644.175	-	-	(89.924)	(54.039)	**79.898.599**	**77.806.180**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6.929.938	7.496.412	151.595.565	175.753.071	95.159.596	97.082.421	9.672.367	11.309.771	-	-	-	-	**263.357.466**	**291.641.675**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	497.457	486.605	46.246.463	36.267.177	-	-	-	-	(46.246.463)	(36.267.177)	**497.457**	**486.605**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	6.243.273.292	6.324.305.426	44.269.482	42.815.909	-	-	30.573.329	32.798.603	77.997.407	95.911.225	(6.316.271.287)	(6.422.197.553)	**79.842.223**	**73.633.610**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	37.725.490	36.525.521	2.696.210	2.533.936	879.563.933	1.062.638.430	35.543.564	40.612.537	30.114.067	25.901.632	-	-	**985.643.264**	**1.168.212.056**
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	1.450.321	1.401.472	74.814.313	97.979.622	4.322.509	4.886.064	6.511.086	8.527.161	1.242.425.415	1.295.818.830	**1.331.764.122**	**1.410.853.627**
Propiedades, planta y equipo	3.349.115.617	3.283.760.775	793.454.028	591.453.902	298.227.433	389.577.389	2.519.704.196	2.549.665.315	1.543.285.962	1.419.758.338	-	-	**8.503.787.236**	**8.234.215.719**
Propiedad de inversión	8.156.603	8.514.562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**8.156.603**	**8.514.562**
Activos por impuestos diferidos	42.333.276	34.387.860	227.787	3.530.759	59.883.989	83.652.857	27.733.597	72.066.398	-	-	-	-	**130.178.649**	**193.637.874**
TOTAL ACTIVOS	**11.302.709.607**	**11.609.553.667**	**1.392.366.015**	**1.342.498.957**	**2.679.588.391**	**3.182.167.015**	**3.035.057.362**	**3.290.456.293**	**1.912.921.372**	**1.837.277.633**	**(5.314.696.206)**	**(5.340.631.249)**	**15.007.946.541**	**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	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**
PASIVOS CORRIENTES	490.264.181	744.843.606	757.623.484	919.270.662	553.221.409	479.284.646	672.305.090	828.561.609	302.388.511	269.583.701	(163.009.311)	(46.722.240)	2.612.793.364	**3.194.821.984**
Otros pasivos financieros corrientes	41.260.239	150.748.390	39.792.982	36.046.855	97.521.269	78.874.557	200.187.337	92.779.423	102.306.130	63.356.454	-	-	**481.067.957**	**421.805.679**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	361.989.939	490.927.954	569.823.619	775.438.014	371.590.186	340.379.343	233.895.748	428.369.239	122.804.084	167.957.943	555.597	85.804.457	**1.660.659.173**	**2.288.876.950**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	20.570.991	10.417.853	34.126.499	28.081.812	49.190.057	30.274.223	88.756.477	198.528.161	7.952.862	8.905.270	(163.564.908)	(132.526.697)	**37.031.978**	**143.680.622**
Otras provisiones corrientes	19.558.412	11.627.110	40.828.038	33.345.118	2.325.560	3.335.096	108.098.789	31.449.522	11.707.076	10.465.838	-	-	**182.517.875**	**90.222.684**
Pasivos por impuestos corrientes	16.977.929	38.357.866	12.942.550	6.836.964	13.551.055	2.213.038	28.910.624	64.747.073	2.823.782	3.317.372	-	-	**75.205.940**	**115.472.313**
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros pasivos no financieros corrientes	29.906.671	37.276.286	60.109.796	39.521.899	19.043.282	24.208.389	12.456.115	12.688.191	54.794.577	15.580.824	-	-	**176.310.441**	**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	1.523.989.882	1.410.672.019	428.166.305	291.965.068	731.123.956	959.581.284	1.094.024.666	1.241.915.054	579.050.610	601.204.740	(77.839.682)	(58.056.579)	**4.278.515.737**	**4.447.281.586**
Otros pasivos financieros no corrientes	1.178.136.843	1.042.430.478	44.567.327	44.052.205	437.883.075	627.845.559	996.353.578	1.162.494.911	362.490.377	412.274.375	-	-	**3.019.431.200**	**3.289.097.528**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.711.078	255.835.689	120.587.518	20.603.764	35.086.925	-	-	-	-	-	-	**276.439.453**	**159.385.521**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	46.589.744	36.594.486	31.249.938	-	-	-	-	-	(77.839.682)	(36.594.486)	**-**	**-**
Otras provisiones no corrientes	61.064.766	27.969.934	13.099.468	8.468.074	124.697.340	152.802.156	33.420.108	4.100.860	4.308.807	3.902.817	-	-	**236.590.489**	**197.243.841**
Pasivo por impuestos diferidos	227.529.459	255.156.048	25.077.611	31.236.466	14.974.782	18.454.634	-	-	180.043.798	173.514.336	-	-	**447.625.650**	**478.361.484**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	53.996.307	56.333.817	16.237.358	12.825.808	97.172.884	122.729.879	64.250.980	75.319.283	2.723.511	2.721.625	-	-	**234.381.040**	**269.930.412**
Otros pasivos no financieros no corrientes	3.262.507	25.070.664	26.759.108	38.200.511	4.542.173	2.662.131	-	-	29.484.117	8.791.587	-	(21.462.093)	**64.047.905**	**53.262.800**
PATRIMONIO NETO	9.288.455.544	9.454.038.042	206.576.226	131.263.227	1.395.243.026	1.743.301.085	1.268.727.606	1.219.979.630	1.031.482.251	966.489.192	(5.073.847.213)	(5.235.852.430)	**8.116.637.440**	**8.279.218.746**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.288.455.544	9.454.038.042	206.576.226	131.263.227	1.395.243.026	1.743.301.085	1.268.727.606	1.219.979.630	1.031.482.251	966.489.192	(5.073.847.213)	(5.235.852.430)	**6.022.827.347**	**6.201.976.047**
Capital emitido	8.300.491.760	8.284.164.467	213.574.900	206.381.462	211.322.317	216.324.676	150.743.551	170.397.032	300.086.109	298.376.352	(3.371.770.651)	(3.371.196.003)	**5.804.447.986**	**5.804.447.986**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.775.166.009	3.545.928.591	(86.734.875)	(151.386.397)	130.010.890	206.870.339	254.283.687	145.279.263	222.298.899	278.207.618	(966.251.629)	(973.164.969)	**3.328.772.981**	**3.051.734.445**
Primas de emisión	206.574.859	206.574.859	-	-	522.367.586	684.112.119	3.006.957	3.398.995	51.486	590.505	(732.000.888)	(894.676.478)	**-**	**-**
Otras reservas	(2.993.777.084)	(2.582.629.875)	79.736.201	76.268.162	531.542.233	635.993.951	860.693.411	900.904.340	509.045.757	389.314.717	(3.824.045)	3.185.020	**(3.110.393.620)**	**(2.654.206.384)**
Participaciones no controladoras	-		-		-	-	-	-	-	-	-	-	**2.093.810.093**	**2.077.242.699**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**11.302.709.607**	**11.609.553.667**	**1.392.366.015**	**1.342.498.957**	**2.679.588.391**	**3.182.167.015**	**3.035.057.362**	**3.290.456.293**	**1.912.921.372**	**1.837.277.633**	**(5.314.696.206)**	**(5.340.631.249)**	**15.007.946.541**	**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	
ESTADO DE RESULTADOS	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
INGRESOS	**1.764.017.234**	**1.500.900.555**	**596.723.188**	**335.618.290**	**1.559.487.327**	**1.562.871.048**	**1.112.840.174**	**1.226.518.644**	**655.307.306**	**583.934.970**	**(2.996.849)**	**(580.340)**	**5.685.378.380**	**5.209.263.167**
Ingresos de actividades ordinarias	**1.755.718.300**	**1.479.442.153**	**324.488.389**	**251.878.835**	**1.399.151.655**	**1.411.831.680**	**1.108.537.237**	**1.195.578.873**	**651.892.436**	**567.766.573**	**(2.983.661)**	**(568.727)**	**5.236.804.356**	**4.905.929.387**
Ventas de energía	1.650.442.562	1.367.941.145	286.165.175	210.882.167	1.282.824.505	1.307.300.566	1.007.024.938	1.116.106.970	587.161.610	533.631.915	-	(122.451)	4.813.618.790	4.535.740.312
Otras ventas	26.966.254	14.516.552	347.602	31.379	8.846.748	4.102.510	5.098.368	2.569.639	12.071.367	9.167.563	-	-	53.330.339	30.387.643
Otras prestaciones de servicios	78.309.484	96.984.456	37.975.612	40.965.289	107.480.402	100.428.604	96.413.931	76.902.264	52.659.459	24.967.095	(2.983.661)	(446.276)	369.855.227	339.801.432
Otros ingresos	8.298.934	21.458.402	272.234.799	83.739.455	160.335.672	151.039.368	4.302.937	30.939.771	3.414.870	16.168.397	(13.188)	(11.613)	448.574.024	303.333.780
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(1.151.827.226)**	**(1.003.839.605)**	**(162.823.337)**	**(152.797.491)**	**(1.076.060.723)**	**(1.011.885.227)**	**(464.529.242)**	**(476.458.968)**	**(332.443.953)**	**(284.843.162)**	**-**	**(1.088)**	**(3.187.684.481)**	**(2.929.825.541)**
Compras de energía	(642.367.506)	(611.229.791)	(124.318.673)	(126.432.041)	(793.031.332)	(703.325.402)	(286.804.939)	(300.689.189)	(197.220.837)	(166.360.423)	2.383.918	2.280.890	(2.041.359.369)	(1.905.755.956)
Consumo de combustible	(289.424.648)	(232.010.202)	(25.191.253)	(18.853.553)	(43.115.163)	(41.694.324)	(32.941.563)	(23.949.234)	(69.795.647)	(62.202.614)	-	(1.088)	(460.468.274)	(378.711.015)
Gastos de transporte	(129.577.583)	(135.080.966)	(930.389)	(2.062.385)	(59.432.412)	(66.534.898)	(92.344.629)	(97.157.390)	(31.507.361)	(24.385.722)	(2.383.918)	(2.280.890)	(316.176.292)	(327.502.251)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(90.457.489)	(25.518.646)	(12.383.022)	(5.449.512)	(180.481.816)	(200.330.603)	(52.438.111)	(54.663.155)	(33.920.108)	(31.894.403)	-	-	(369.680.546)	(317.856.319)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**612.190.008**	**497.060.950**	**433.899.851**	**182.820.799**	**483.426.604**	**550.985.821**	**648.310.932**	**750.059.676**	**322.863.353**	**299.091.808**	**(2.996.849)**	**(581.428)**	**2.497.693.899**	**2.279.437.626**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	16.076.024	15.904.921	28.855.815	17.808.708	6.678.426	9.873.427	7.206.762	7.678.849	3.469.762	2.566.172	1.857.837	-	64.144.626	53.832.077
Gastos por beneficios a los empleados	(107.053.344)	(99.949.534)	(214.012.881)	(130.820.184)	(74.127.521)	(80.552.587)	(39.573.897)	(40.900.888)	(29.716.375)	(30.102.547)	-	-	(464.484.018)	(382.325.740)
Otros gastos, por naturaleza	(86.880.885)	(94.332.051)	(125.199.018)	(110.711.717)	(140.092.874)	(126.132.611)	(68.089.232)	(64.768.617)	(41.242.593)	(34.466.590)	1.139.012	581.428	(460.365.590)	(429.830.158)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**434.331.803**	318.684.286	**123.543.767**	(40.902.394)	**275.884.635**	354.174.050	**547.854.565**	652.069.020	**255.374.147**	237.088.843	**-**	-	**1.636.988.917**	1.521.113.805
Gasto por depreciación y amortización	(112.391.453)	(93.389.861)	(34.222.611)	(25.707.033)	(70.635.394)	(92.613.180)	(72.162.297)	(82.537.369)	(59.240.612)	(54.927.721)	-	-	(348.652.367)	(349.175.164)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(4.917.537)	(1.075.488)	(1.610.055)	(1.943.591)	(28.858.424)	(23.347.205)	126.215	(1.689.571)	(1.293.690)	(1.626.589)	-	-	(36.553.491)	(29.682.444)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**317.022.813**	**224.218.937**	**87.711.101**	**- 68.553.018**	**176.390.817**	**238.213.665**	**475.818.483**	**567.842.080**	**194.839.845**	**180.534.533**	**-**	**-**	**1.251.783.059**	**1.142.256.197**
RESULTADO FINANCIERO	**(42.559.688)**	**(21.458.661)**	**(17.095.282)**	**(119.537.896)**	**7.682.136**	**(113.780.173)**	**(44.297.558)**	**(46.245.617)**	**(25.211.719)**	**(15.365.848)**	**(21.356.630)**	**7.062.331**	**(142.838.741)**	**(309.325.864)**
Ingresos financieros	27.567.566	41.645.249	78.329.907	10.394.298	88.995.921	66.251.663	6.275.696	12.271.030	3.278.757	2.804.861	(1.885.927)	(7.015.642)	202.561.920	126.351.459
Costos financieros	(63.848.329)	(61.535.932)	(84.467.687)	(70.154.568)	(100.056.605)	(188.170.031)	(51.426.705)	(58.553.089)	(21.674.151)	(15.667.672)	1.885.927	7.015.642	(319.587.550)	(387.065.650)
Resultados por Unidades de Reajuste	(3.097.442)	(5.853.457)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(3.097.442)	(5.853.457)
Diferencias de cambio	**(3.181.483)**	**4.285.479**	**(10.957.502)**	**(59.777.626)**	**18.742.820**	**8.138.195**	**853.451**	**36.442**	**(6.816.325)**	**(2.503.037)**	**(21.356.630)**	**7.062.331**	**(22.715.669)**	**(42.758.216)**
Positivas	88.786.866	82.612.420	5.867.356	15.886.297	40.239.902	11.633.059	2.313.998	912.821	2.821.397	2.730.089	(36.557.692)	(13.360.485)	103.471.827	100.414.201
Negativas	(91.968.349)	(78.326.941)	(16.824.858)	(75.663.923)	(21.497.082)	(3.494.864)	(1.460.547)	(876.379)	(9.637.722)	(5.233.126)	15.201.062	20.422.816	(126.187.496)	(143.172.417)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	7.396.316	9.956.898	2.295.337	24.731	-	-	1.653.130	2.214.910	-	-	-	-	11.344.783	12.196.539
Otras ganancias (pérdidas)	**6.694.173**	**47.755.054**	**48.110**	**712.712**	**-**	**-**	**(10.059)**	**105.606**	**683.024**	**(4.908)**	**-**	**-**	**7.415.248**	**48.568.464**
Resultado de Otras Inversiones	4.308.858	42.651.210	-	707.485	-	-	-	-	-	-	-	-	4.308.858	43.358.695
Resultados en Ventas de Activos	2.385.315	5.103.844	48.110	5.227	-	-	(10.059)	105.606	683.024	(4.908)	-	-	3.106.390	5.209.769
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**288.553.614**	**260.472.228**	**72.959.266**	**(187.353.471)**	**184.072.953**	**124.433.492**	**433.163.996**	**523.916.979**	**170.311.150**	**165.163.777**	**(21.356.630)**	**7.062.331**	**1.127.704.349**	**893.695.336**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(154.749.379)	(112.246.475)	(3.054.043)	(2.468.334)	(60.227.119)	(24.657.801)	(165.884.742)	(170.618.820)	(50.763.242)	(57.513.185)	-	-	(434.678.525)	(367.504.615)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**133.804.235**	**148.225.753**	**69.905.223**	**(189.821.805)**	**123.845.834**	**99.775.691**	**267.279.254**	**353.298.159**	**119.547.908**	**107.650.592**	**(21.356.630)**	**7.062.331**	**693.025.824**	**526.190.721**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-		-		-		-		-		-		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**133.804.235**	**148.225.753**	**69.905.223**	**(189.821.805)**	**123.845.834**	**99.775.691**	**267.279.254**	**353.298.159**	**119.547.908**	**107.650.592**	**(21.356.630)**	**7.062.331**	**693.025.824**	**526.190.721**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**133.804.235**	**148.225.753**	**69.905.223**	**(189.821.805)**	**123.845.834**	**99.775.691**	**267.279.254**	**353.298.159**	**119.547.908**	**107.650.592**	**(21.356.630)**	**7.062.331**	**693.025.824**	**526.190.721**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora													**405.425.270**	**272.132.040**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras													**287.600.554**	**254.058.681**

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	308.511.151	22.981.258	244.973.772	178.947.244	160.275.347	246.457.798	311.427.266	371.281.732	205.451.067	130.794.397	(7.143.697)	824.445	1.223.494.906	951.286.874
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(36.427.670)	655.770.345	(228.432.991)	(146.851.537)	(164.209.487)	(86.334.997)	(223.980.828)	(132.836.652)	(125.265.568)	(64.285.946)	(185.997.748)	(311.474.823)	(964.314.292)	(86.013.610)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(571.131.200)	(1.042.115.898)	(11.633.334)	(21.224.420)	(67.129.460)	(105.213.640)	(261.701.060)	(205.968.008)	(161.950.638)	(85.445.834)	193.065.214	310.650.659	(880.480.478)	(1.149.317.141)

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	
ACTIVOS	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
ACTIVOS CORRIENTES	538.059.499	587.911.081	151.554.686	111.345.580	134.422.218	179.310.128	228.628.777	329.704.908	165.981.844	164.347.787	(99.281.921)	(114.094.932)	**1.119.365.103**	**1.258.524.552**
Efectivo y equivalentes al efectivo	14.740.474	50.627.592	19.270.560	20.268.881	41.994.503	76.039.740	128.514.786	224.564.345	45.696.727	73.264.364	-	-	**250.217.050**	**444.764.922**
Otros activos financieros corrientes	11.224.883	4.389.709	-	-	13.082.821	26.000.508	3.079.033	20.460.311	-	-	-	-	**27.386.737**	**50.850.528**
Otros activos no financieros, corriente	10.600.785	10.766.653	7.328.799	2.909.678	9.453.466	15.508.149	3.030.306	9.272.519	14.332.652	22.807.982	-	-	**44.746.008**	**61.264.981**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	337.198.390	317.283.266	87.630.445	55.648.584	22.721.920	35.732.810	80.620.775	53.822.823	67.840.307	35.628.118	94.099	248.342	**596.105.936**	**498.363.943**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	113.924.135	113.265.863	31.564.817	28.040.438	44.086.157	23.607.823	6.375.715	7.818.044	16.622.110	8.711.102	(99.376.020)	(104.338.221)	**113.196.914**	**77.105.049**
Inventarios corrientes	31.648.642	36.871.184	3.267.073	2.268.098	18.871	24.762	7.001.098	12.342.664	21.380.672	22.290.073	-	-	**63.316.356**	**73.796.781**
Activos por impuestos corrientes, corriente	18.722.190	44.701.761	2.492.992	2.209.901	3.064.480	2.396.336	7.064	1.424.202	109.376	1.646.148	-	-	**24.396.102**	**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	4.599.399.052	4.509.737.795	416.823.411	376.359.459	361.037.667	465.167.544	1.805.943.216	1.787.224.362	933.333.405	918.279.644	(1.353.264.108)	(1.242.631.650)	**6.763.272.643**	**6.814.137.154**
Otros activos financieros no corrientes	22.789.385	6.719.853	-	30.877	-	1	624.898	1.170.931	5.396	16.166	-	-	**23.419.679**	**7.937.828**
Otros activos no financieros no corrientes	3.387.710	42.847	4.878.113	3.804.828	5.319.895	7.666.802	996.739	1.075.811	-	-	-	-	**14.582.457**	**12.590.288**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	48.635	-	149.234.644	174.458.331	6.603.769	8.630.215	1.857.803	2.177.709	-	-	-	-	**157.744.851**	**185.266.255**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	35.864.251	31.402.626	-	-	-	-	(35.864.251)	(31.402.626)	**-**	**-**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.871.045.715	1.852.154.229	2.011.582	1.981.428	14.735.604	19.298.297	-	-	38.475.196	57.999.593	(1.436.145.979)	(1.322.024.225)	**490.122.118**	**609.409.322**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	19.383.824	18.851.913	63.856	70.302	2.228.335	2.847.709	20.574.589	22.960.562	11.043.756	10.768.352	-	-	**53.294.360**	**55.498.838**
Plusvalía	-	-	1.450.321	1.401.472	-	-	4.322.509	4.886.064	6.511.086	8.527.161	118.746.122	110.795.201	**131.030.038**	**125.609.898**
Propiedades, planta y equipo	2.664.655.189	2.621.113.891	258.957.108	191.081.462	276.055.275	362.640.263	1.756.706.611	1.707.545.357	877.297.971	840.968.372	-	-	**5.833.672.154**	**5.723.349.345**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Activos por impuestos diferidos	18.088.594	10.855.062	227.787	3.530.759	20.230.538	32.681.631	20.860.067	47.407.928	-	-	-	-	**59.406.986**	**94.475.380**
TOTAL ACTIVOS	**5.137.458.551**	**5.097.648.876**	**568.378.097**	**487.705.039**	**495.459.885**	**644.477.672**	**2.034.571.993**	**2.116.929.270**	**1.099.315.249**	**1.082.627.431**	**(1.452.546.029)**	**(1.356.726.582)**	**7.882.637.746**	**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.

	Generación y Transmisión													
País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
PASIVOS CORRIENTES	629.566.706	674.505.169	206.376.161	180.031.592	132.951.341	209.741.472	454.385.378	500.427.459	134.214.002	111.916.694	(67.765.766)	(54.269.042)	**1.489.727.822**	**1.622.353.344**
Otros pasivos financieros corrientes	31.855.874	146.364.103	37.366.767	29.204.543	1.263.928	547.554	165.276.971	90.868.809	60.512.281	30.884.141	-	-	**296.275.821**	**297.869.150**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	228.082.712	330.234.621	101.813.094	104.631.867	55.468.364	55.829.739	101.625.848	194.459.885	55.881.711	63.043.076	552.902	29.732.030	**543.424.631**	**777.931.218**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	334.381.354	139.180.109	33.116.356	27.161.544	59.928.728	147.681.040	62.402.109	131.257.351	8.813.630	9.832.315	(68.318.668)	(84.001.072)	**430.323.509**	**371.111.287**
Otras provisiones corrientes	18.857.312	10.932.577	2.902.279	666.299	-	-	102.978.797	24.071.622	3.221.307	2.681.490	-	-	**127.959.695**	**38.351.988**
Pasivos por impuestos corrientes	3.862.956	31.480.257	12.942.550	6.836.964	13.551.054	2.213.037	17.617.347	55.331.792	626.196	761.199	-	-	**48.600.103**	**96.623.249**
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros pasivos no financieros corrientes	12.526.498	16.313.502	18.235.115	11.530.375	2.739.267	3.470.102	4.484.306	4.438.000	5.158.877	4.714.473	-	-	**43.144.063**	**40.466.452**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
PASIVOS NO CORRIENTES	1.194.851.723	1.060.892.738	200.425.178	154.168.284	42.012.911	8.446.341	810.442.545	883.041.284	289.484.912	322.944.470	(67.380.405)	(31.370.967)	**2.469.836.864**	**2.398.122.150**
Otros pasivos financieros no corrientes	910.216.082	778.135.168	44.483.792	44.052.205	3.141.993	2.421.880	763.449.190	862.784.448	122.812.409	183.792.705	-	-	**1.844.103.466**	**1.871.186.406**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	3.711.078	52.884.683	89.968	19.245	57.790	-	-	-	-	-	-	**52.903.928**	**3.858.836**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	46.589.744	36.594.486	31.249.938	-	-	-	-	-	(67.380.405)	(31.686.032)	**10.459.277**	**4.908.454**
Otras provisiones no corrientes	57.397.502	25.161.118	-	-	4.449.511	5.571.273	30.176.786	465.509	4.047.626	3.661.187	-	-	**96.071.425**	**34.859.087**
Pasivo por impuestos diferidos	209.615.545	232.045.128	25.077.611	31.236.466	-	-	-	-	142.270.948	134.696.942	-	-	**376.964.104**	**397.978.536**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.000.646	18.882.217	4.630.240	3.994.647	-	-	16.816.569	19.791.327	782.918	793.636	-	-	**37.230.373**	**43.461.827**
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.621.948	2.958.029	26.759.108	38.200.512	3.152.224	395.398	-	-	19.571.011	-	-	315.065	**52.104.291**	**41.869.004**
PATRIMONIO NETO	3.313.040.122	3.362.250.969	161.576.758	153.505.163	320.495.633	426.289.859	769.744.070	733.460.527	675.616.335	647.766.267	(1.317.399.858)	(1.271.086.573)	**3.923.073.060**	**4.052.186.212**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.313.040.122	3.362.250.969	161.576.758	153.505.163	320.495.633	426.289.859	769.744.070	733.460.527	675.616.335	647.766.267	(1.317.399.858)	(1.271.086.573)	**3.923.073.060**	**4.052.186.212**
Capital emitido	2.066.166.419	2.066.342.520	112.255.313	108.474.430	87.952.146	115.185.419	147.764.606	167.029.702	225.046.071	227.902.984	(1.148.497.155)	(1.172.172.225)	**1.490.687.400**	**1.512.762.830**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.618.851.654	1.401.123.725	(17.909.361)	(19.153.229)	110.131.520	159.510.944	181.099.737	110.289.985	108.676.582	170.891.294	215.997.631	349.976.414	**2.216.847.763**	**2.172.639.133**
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	51.486	590.505	-	-	**206.060.043**	**206.599.062**
Otras reservas	(577.986.508)	(311.223.833)	67.230.806	64.183.962	122.411.967	151.593.496	440.879.727	456.140.840	341.842.196	248.381.484	(384.900.334)	(448.890.762)	**9.477.854**	**160.185.187**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-		-		-	-	-	-	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.137.458.551**	**5.097.648.876**	**568.378.097**	**487.705.039**	**495.459.885**	**644.477.672**	**2.034.571.993**	**2.116.929.270**	**1.099.315.249**	**1.082.627.431**	**(1.452.546.029)**	**(1.356.726.582)**	**7.882.637.746**	**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.

	Generación y Transmisión													
País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
INGRESOS	**1.134.246.186**	**879.117.254**	**147.995.237**	**120.647.882**	**233.324.137**	**336.709.061**	**525.190.774**	**588.374.632**	**316.726.715**	**293.940.201**	**(1.332.286)**	**(276.346)**	**2.356.150.763**	**2.218.512.684**
Ingresos de actividades ordinarias	**1.130.760.975**	**863.271.140**	**110.551.186**	**92.269.078**	**233.324.137**	**336.709.061**	**523.974.162**	**586.835.360**	**315.826.602**	**287.385.365**	**(1.323.591)**	**(264.681)**	**2.313.113.471**	**2.166.205.323**
Ventas de energía	1.077.215.296	824.541.995	85.618.248	59.785.202	189.146.919	287.524.645	518.967.380	586.438.387	260.489.434	263.478.766	-	-	2.131.437.277	2.021.768.995
Otras ventas	21.415.582	8.312.010	-	-	-	-	4.941.357	-	9.513.437	9.147.018	-	-	35.870.376	17.459.028
Otras prestaciones de servicios	32.130.097	30.417.135	24.932.938	32.483.876	44.177.218	49.184.416	65.425	396.973	45.823.731	14.759.581	(1.323.591)	(264.681)	145.805.818	126.977.300
Otros ingresos	3.485.211	15.846.114	37.444.051	28.378.804	-	-	1.216.612	1.539.272	900.113	6.554.836	(8.695)	(11.665)	43.037.292	52.307.361
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(712.863.643)**	**(588.934.880)**	**(37.918.168)**	**(29.891.438)**	**(99.682.361)**	**(176.530.012)**	**(165.225.231)**	**(164.228.041)**	**(126.961.916)**	**(113.406.561)**	**-**	**(1.088)**	**(1.142.651.319)**	**(1.072.992.020)**
Compras de energía	(246.551.238)	(240.490.204)	(1.195.916)	(4.336.174)	(47.173.023)	(118.773.620)	(61.439.525)	(65.311.529)	(11.949.762)	(12.019.193)	2.383.918	2.280.890	(365.925.546)	(438.649.830)
Consumo de combustible	(289.424.648)	(232.007.925)	(25.191.253)	(18.853.553)	(43.115.163)	(41.694.324)	(32.941.563)	(23.949.234)	(69.795.647)	(62.202.614)	-	(1.088)	(460.468.274)	(378.708.738)
Gastos de transporte	(126.196.302)	(110.084.940)	(374.832)	(1.277.488)	(9.371.245)	(10.645.934)	(48.363.228)	(51.593.024)	(31.611.507)	(24.529.605)	(2.383.918)	(2.280.890)	(218.301.032)	(200.411.881)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(50.691.455)	(6.351.811)	(11.156.167)	(5.424.223)	(22.930)	(5.416.134)	(22.480.915)	(23.374.254)	(13.605.000)	(14.655.149)	-	-	(97.956.467)	(55.221.571)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**421.382.543**	**290.182.374**	**110.077.069**	**90.756.444**	**133.641.776**	**160.179.049**	**359.965.543**	**424.146.591**	**189.764.799**	**180.533.640**	**(1.332.286)**	**(277.434)**	**1.213.499.444**	**1.145.520.664**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	11.759.208	12.203.142	2.552.876	3.737.580	-	431.106	4.137.329	4.375.116	269.538	299.402	725.069	-	19.444.020	21.046.346
Gastos por beneficios a los empleados	(54.793.966)	(49.414.460)	(41.311.582)	(27.851.486)	(9.610.558)	(10.735.571)	(14.433.443)	(14.806.213)	(13.376.435)	(12.914.788)	-	-	(133.525.984)	(115.722.518)
Otros gastos, por naturaleza	(56.086.525)	(53.313.288)	(16.698.795)	(17.015.432)	(7.647.818)	(8.631.244)	(23.295.229)	(17.101.331)	(20.145.824)	(17.267.302)	607.217	277.434	(123.266.974)	(113.051.163)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**322.261.260**	199.657.768	**54.619.568**	49.627.106	**116.383.400**	141.243.340	**326.374.200**	396.614.163	**156.512.078**	150.650.952	**-**	-	**976.150.506**	937.793.329
Gasto por depreciación y amortización	(91.294.436)	(71.286.205)	(24.666.158)	(17.768.564)	(16.696.922)	(20.264.550)	(27.084.729)	(30.587.576)	(38.457.723)	(35.638.317)	-	-	(198.199.968)	(175.545.212)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	109.557	189.544	-	(81.597)	17.541	-	144.888	(365.001)	(31.799)	(795.342)	-	-	240.187	(1.052.396)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**231.076.381**	**128.561.107**	**29.953.410**	**31.776.945**	**99.704.019**	**120.978.790**	**299.434.359**	**365.661.586**	**118.022.556**	**114.217.293**	**-**	**-**	**778.190.725**	**761.195.721**
RESULTADO FINANCIERO	**(92.503.696)**	**(63.881.928)**	**(26.017.367)**	**(82.134.964)**	**15.058.601**	**15.595.104**	**(23.166.227)**	**(25.910.152)**	**(13.411.268)**	**(8.551.999)**	**(17.882.287)**	**6.089.992**	**(157.922.244)**	**(158.793.947)**
Ingresos financieros	206.758	1.841.170	15.120.299	2.591.575	7.967.335	17.620.606	2.182.134	7.751.101	751.858	758.493	(1.498.763)	(6.253.976)	24.729.621	24.308.969
Costos financieros	(51.708.250)	(56.598.121)	(29.512.674)	(25.191.774)	(8.603.983)	(9.786.179)	(26.054.536)	(33.650.984)	(8.420.366)	(7.328.975)	1.498.763	6.609.708	(122.801.046)	(125.946.325)
Resultados por Unidades de Reajuste	2.915.547	2.688.098	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.915.547	2.688.098
Diferencias de cambio	**(43.917.751)**	**(11.813.075)**	**(11.624.992)**	**(59.534.765)**	**15.695.249**	**7.760.677**	**706.175**	**(10.269)**	**(5.742.760)**	**(1.981.517)**	**(17.882.287)**	**5.734.260**	**(62.766.366)**	**(59.844.689)**
Positivas	40.445.216	24.047.471	4.853.543	14.613.345	33.790.651	10.940.865	1.428.221	707.811	1.829.240	1.767.062	(28.843.787)	(6.569.915)	53.503.084	45.506.639
Negativas	(84.362.967)	(35.860.546)	(16.478.535)	(74.148.110)	(18.095.402)	(3.180.188)	(722.046)	(718.080)	(7.572.000)	(3.748.579)	10.961.500	12.304.175	(116.269.450)	(105.351.328)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	7.482.889	9.961.112	2.268.318	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.751.207	9.961.112
Otras ganancias (pérdidas)	**4.013.380**	**42.651.210**	**14.349**	**712.712**	**-**	**-**	**6.418**	**53.062**	**83.238**	**20.397**	**-**	**-**	**4.117.385**	**43.437.381**
Resultado de Otras Inversiones	4.308.858	42.651.210	-	707.485	-	-	-	-	-	-	-	-	4.308.858	43.358.695
Resultados en Ventas de Activos	(295.478)	-	14.349	5.227	-	-	6.418	53.062	83.238	20.397	-	-	(191.473)	78.686
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**150.068.954**	**117.291.501**	**6.218.710**	**(49.645.307)**	**114.762.620**	**136.573.894**	**276.274.550**	**339.804.496**	**104.694.526**	**105.685.691**	**(17.882.287)**	**6.089.992**	**634.137.073**	**655.800.267**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(74.435.620)	(39.997.910)	(2.531.008)	(6.399.529)	(39.868.556)	(29.229.652)	(101.262.186)	(106.661.723)	(30.701.688)	(39.107.697)	-	-	(248.799.058)	(221.396.511)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**75.633.334**	**77.293.591**	**3.687.702**	**(56.044.836)**	**74.894.064**	**107.344.242**	**175.012.364**	**233.142.773**	**73.992.838**	**66.577.994**	**(17.882.287)**	**6.089.992**	**385.338.015**	**434.403.756**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-		-		-		-		-		-		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**75.633.334**	**77.293.591**	**3.687.702**	**(56.044.836)**	**74.894.064**	**107.344.242**	**175.012.364**	**233.142.773**	**73.992.838**	**66.577.994**	**(17.882.287)**	**6.089.992**	**385.338.015**	**434.403.756**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**75.633.334**	**77.293.591**	**3.687.702**	**(56.044.836)**	**74.894.064**	**107.344.242**	**175.012.364**	**233.142.773**	**73.992.838**	**66.577.994**	**(17.882.287)**	**6.089.992**	**385.338.015**	**434.403.756**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora														
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras														

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	237.277.568	66.452.872	76.912.421	44.639.971	103.659.808	108.777.161	174.995.671	266.851.440	131.476.939	106.834.800	(2.162.994)	388.657	722.159.413	593.944.901
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(129.728.878)	(29.008.436)	(73.165.752)	(26.514.032)	(4.320.040)	(18.609.102)	(124.895.746)	(140.081.700)	(38.766.577)	(23.243.233)	(77.044.005)	(82.574.471)	(447.920.998)	(320.030.974)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(145.990.211)	(59.686.204)	(5.369.907)	(13.008.747)	(123.542.237)	(23.732.916)	(145.739.081)	(81.576.337)	(123.073.899)	(83.676.980)	79.130.768	82.186.094	(464.584.567)	(179.495.090)

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													
País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ACTIVOS	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
ACTIVOS CORRIENTES	274.324.184	300.765.617	241.483.096	409.109.176	576.238.871	589.020.643	183.314.250	254.296.273	118.714.980	142.931.833	(8.114.746)	(13.369.202)	**1.385.960.635**	**1.682.754.340**
Efectivo y equivalentes al efectivo	3.847.301	7.716.593	12.576.444	5.646.882	15.273.202	67.580.309	53.526.967	133.186.201	9.942.985	60.751.331	-	-	**95.166.899**	**274.881.316**
Otros activos financieros corrientes	1.278.924	470.266	941.054	-	1.604.244	6.971.011	23.081.796	17.605.547	-	-	-	-	**26.906.018**	**25.046.824**
Otros activos no financieros, corriente	6.332.551	4.837.555	1.597.639	1.192.805	77.851.048	96.485.884	2.321.553	2.994.894	3.418.093	4.217.571	-	-	**91.520.884**	**109.728.709**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	238.461.205	257.568.198	173.340.223	360.374.168	468.980.920	410.307.454	94.047.051	93.709.158	77.945.337	56.349.775	(24.866)	(70.326)	**1.052.749.870**	**1.178.238.427**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	19.425.061	26.178.562	330.396	353.432	23.784	23.473	2.867.104	2.636.246	17.051.081	13.402.430	(8.089.880)	(13.298.876)	**31.607.546**	**29.295.267**
Inventarios corrientes	1.406.309	3.542.452	50.023.813	39.669.296	1.335.761	717.960	7.469.779	4.164.227	10.348.747	8.173.453	-	-	**70.584.409**	**56.267.388**
Activos por impuestos corrientes, corriente	3.572.833	451.991	2.673.527	1.872.593	11.169.912	6.934.552	-	-	8.737	37.273	-	-	**17.425.009**	**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	1.176.503.604	1.240.468.968	540.482.646	405.106.897	1.567.829.265	1.871.949.977	825.524.903	928.936.117	676.359.740	587.886.652	-	-	**4.786.700.158**	**5.034.348.611**
Otros activos financieros no corrientes	33.990	30.619	31.795	42.005	422.323.091	496.441.092	3.693	6.687	-	-	-	-	**422.392.569**	**496.520.403**
Otros activos no financieros no corrientes	1.131.351	188.157	442.773	427.860	48.389.644	58.185.573	2.293.228	2.568.364	-	-	-	-	**52.256.996**	**61.369.954**
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6.741.484	7.364.933	2.360.921	1.294.740	88.486.330	88.314.071	7.814.563	9.132.062	-	-	-	-	**105.403.298**	**106.105.806**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	497.457	486.605	-	-	-	-	-	-	-	-	**497.457**	**486.605**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	441.782.322	541.582.223	20.426	19.612	-	-	30.573.329	32.798.603	-	-	-	-	**472.376.077**	**574.400.438**
Activos intangibles distintos de la plusvalía	20.135.627	14.613.951	2.632.354	2.463.635	874.425.528	1.055.986.162	14.968.975	17.651.975	7.971.556	6.385.114	-	-	**920.134.040**	**1.097.100.837**
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	74.814.314	97.979.622	-	-	-	-	-	-	**77.054.792**	**100.220.100**
Propiedades, planta y equipo	704.048.513	674.156.509	534.496.920	400.372.440	19.736.906	24.072.231	762.997.585	842.119.957	668.388.184	581.501.538	-	-	**2.689.668.108**	**2.522.222.675**
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Activos por impuestos diferidos	389.839	292.098	-	-	39.653.452	50.971.226	6.873.530	24.658.469	-	-	-	-	**46.916.821**	**75.921.793**
TOTAL ACTIVOS	**1.450.827.788**	**1.541.234.585**	**781.965.742**	**814.216.073**	**2.144.068.136**	**2.460.970.620**	**1.008.839.153**	**1.183.232.390**	**795.074.720**	**730.818.485**	**(8.114.746)**	**(13.369.202)**	**6.172.660.793**	**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.

	Distribución													
País	**Chile**		**Argentina**		**Brasil**		**Colombia**		**Perú**		**Eliminaciones**		**Totales**	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**	**30-09-2015 M$**	**31-12-2014 M$**
PASIVOS CORRIENTES	184.209.981	244.981.388	551.379.962	739.412.769	569.253.576	382.669.070	226.273.498	337.839.518	183.811.891	165.061.350	(8.114.746)	(13.369.202)	**1.706.814.162**	**1.856.594.893**
Otros pasivos financieros corrientes	87.410	133	2.426.215	6.842.312	96.257.340	78.327.002	34.910.366	1.910.613	41.793.849	32.472.313	-	-	**175.475.180**	**119.552.373**
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	121.730.751	117.620.794	467.634.041	670.451.782	312.490.950	278.869.512	132.269.900	233.909.354	66.008.340	102.523.673	-	-	**1.100.133.982**	**1.403.375.115**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	52.747.888	111.172.127	1.519.267	1.448.331	143.739.640	3.897.216	34.708.156	76.976.179	15.756.979	8.896.631	(8.114.746)	(13.369.202)	**240.357.184**	**189.021.282**
Otras provisiones corrientes	39.735	71.623	37.925.759	32.678.820	2.325.560	3.335.096	5.119.991	7.377.900	8.485.769	7.784.348	-	-	**53.896.814**	**51.247.787**
Pasivos por impuestos corrientes	15.419	4.501.006	-	-	1	1	11.293.276	9.415.281	2.197.587	2.556.173	-	-	**13.506.283**	**16.472.461**
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otros pasivos no financieros corrientes	9.588.778	11.615.705	41.874.680	27.991.524	14.440.085	18.240.243	7.971.809	8.250.191	49.569.367	10.828.212	-	-	**123.444.719**	**76.925.875**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
PASIVOS NO CORRIENTES	50.082.018	72.612.722	227.741.128	137.796.785	672.608.277	930.337.149	283.582.121	358.873.770	281.507.116	271.208.226	-	-	**1.515.520.660**	**1.770.828.652**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	83.535	-	434.741.082	625.423.679	232.904.388	299.710.462	239.677.967	228.481.670	-	-	**907.406.972**	**1.153.615.811**
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	202.951.007	120.497.550	20.583.540	35.029.135	-	-	-	-	-	-	**223.534.547**	**155.526.685**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Otras provisiones no corrientes	3.667.266	2.808.816	13.099.468	8.468.074	120.110.771	147.154.456	3.243.322	3.635.352	261.181	241.630	-	-	**140.382.008**	**162.308.328**
Pasivo por impuestos diferidos	21.521.519	23.042.447	-	-	-	-	-	-	37.772.850	38.817.394	-	-	**59.294.369**	**61.859.841**
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.256.763	24.649.613	11.607.118	8.831.161	97.172.884	122.729.879	47.434.411	55.527.956	1.940.593	1.927.989	-	-	**182.411.769**	**213.666.598**
Otros pasivos no financieros no corrientes	636.470	22.111.846	-	-	-	-	-	-	1.854.525	1.739.543	-	-	**2.490.995**	**23.851.389**
PATRIMONIO NETO	1.216.535.789	1.223.640.475	2.844.652	(62.993.481)	902.206.283	1.147.964.401	498.983.534	486.519.102	329.755.713	294.548.909	-	-	**2.950.325.971**	**3.089.679.406**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.216.535.789	1.223.640.475	2.844.652	(62.993.481)	902.206.283	1.147.964.401	498.983.534	486.519.102	329.755.713	294.548.909	-	-	**2.950.325.971**	**3.089.679.406**
Capital emitido	367.928.682	367.928.682	63.752.542	61.605.286	304.357.436	398.597.876	2.978.945	3.367.331	43.371.620	40.732.177	-	-	**782.389.225**	**872.231.352**
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.330.688.024	1.227.190.356	(63.472.409)	(127.076.910)	74.507.194	135.984.405	73.183.949	34.989.277	119.180.532	113.007.763	-	-	**1.534.087.290**	**1.384.094.891**
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	3.006.957	3.398.995	-	-	-	-	**3.573.259**	**3.965.297**
Otras reservas	(482.647.219)	(372.044.865)	2.564.519	2.478.143	523.341.653	613.382.120	419.813.683	444.763.499	167.203.561	140.808.969	-	-	**630.276.197**	**829.387.866**
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.450.827.788**	**1.541.234.585**	**781.965.742**	**814.216.073**	**2.144.068.136**	**2.460.970.620**	**1.008.839.153**	**1.183.232.390**	**795.074.720**	**730.818.485**	**(8.114.746)**	**(13.369.202)**	**6.172.660.793**	**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.

	Distribución													
País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE RESULTADOS	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
INGRESOS	**930.399.001**	**830.887.781**	**448.747.411**	**215.071.597**	**1.422.254.940**	**1.330.479.686**	**658.012.507**	**739.271.105**	**409.358.260**	**352.729.926**	**-**	**-**	**3.868.772.119**	**3.468.440.095**
Ingresos de actividades ordinarias	**925.989.796**	**826.230.486**	**213.956.661**	**159.628.899**	**1.261.919.268**	**1.179.440.318**	**654.832.552**	**709.750.077**	**406.795.234**	**343.034.308**	**-**	**-**	**3.463.493.511**	**3.218.084.088**
Ventas de energía	826.814.655	739.503.643	200.566.384	151.116.108	1.192.744.345	1.126.994.428	539.145.517	609.692.208	386.000.472	332.717.261	-	-	3.145.271.373	2.960.023.648
Otras ventas	5.555.897	4.774.745	347.602	31.379	8.846.748	-	157.011	2.569.640	2.557.930	20.544	-	-	17.465.188	7.396.308
Otras prestaciones de servicios	93.619.244	81.952.098	13.042.675	8.481.412	60.328.175	52.445.890	115.530.024	97.488.229	18.236.832	10.296.503	-	-	300.756.950	250.664.132
Otros ingresos	4.409.205	4.657.295	234.790.750	55.442.698	160.335.672	151.039.368	3.179.955	29.521.028	2.563.026	9.695.618	-	-	405.278.608	250.356.007
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(725.894.546)**	**(628.678.985)**	**(124.913.325)**	**(122.921.262)**	**(1.074.508.800)**	**(941.994.226)**	**(369.206.235)**	**(413.024.524)**	**(276.160.443)**	**(234.071.192)**	**-**	**-**	**(2.570.683.349)**	**(2.340.690.189)**
Compras de energía	(650.588.590)	(566.025.135)	(123.138.216)	(122.111.077)	(844.925.069)	(691.770.289)	(277.057.314)	(316.146.053)	(255.845.335)	(216.831.938)	-	-	(2.151.554.524)	(1.912.884.492)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(45.803.557)	(43.876.183)	(555.557)	(784.897)	(51.004.281)	(56.880.557)	(62.059.474)	(65.478.712)	-	-	-	-	(159.422.869)	(167.020.349)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(29.502.399)	(18.777.667)	(1.219.552)	(25.288)	(178.579.450)	(193.343.380)	(30.089.447)	(31.399.759)	(20.315.108)	(17.239.254)	-	-	(259.705.956)	(260.785.348)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**204.504.455**	**202.208.796**	**323.834.086**	**92.150.335**	**347.746.140**	**388.485.460**	**288.806.272**	**326.246.581**	**133.197.817**	**118.658.734**	**-**	**-**	**1.298.088.770**	**1.127.749.906**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	4.316.816	3.701.779	26.302.939	14.071.128	6.678.426	9.442.321	3.069.433	3.303.733	3.083.373	2.187.446	-	-	43.450.987	32.706.407
Gastos por beneficios a los empleados	(24.570.967)	(24.277.211)	(172.701.299)	(102.968.698)	(58.402.285)	(62.663.171)	(25.140.454)	(26.094.675)	(16.119.293)	(16.783.867)	-	-	(296.934.298)	(232.787.622)
Otros gastos, por naturaleza	(46.806.415)	(50.557.838)	(108.394.965)	(93.716.350)	(119.121.535)	(116.169.652)	(45.297.037)	(48.058.501)	(20.223.015)	(17.094.763)	-	-	(339.842.967)	(325.597.104)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**137.443.889**	**131.075.526**	**69.040.761**	**(90.463.585)**	**176.900.746**	**219.094.958**	**221.438.214**	**255.397.138**	**99.938.882**	**86.967.550**	**-**	**-**	**704.762.492**	**602.071.587**
Gasto por depreciación y amortización	(21.512.049)	(20.267.434)	(9.556.453)	(7.938.469)	(53.830.921)	(72.211.756)	(45.061.688)	(51.930.865)	(21.241.886)	(19.738.974)	-	-	(151.202.997)	(172.087.498)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(5.027.094)	(1.265.032)	(1.610.056)	(1.861.994)	(28.875.964)	(23.347.205)	(18.625)	(1.324.570)	(1.261.891)	(831.247)	-	-	(36.793.630)	(28.630.048)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**110.904.746**	**109.543.060**	**57.874.252**	**(100.264.048)**	**94.193.861**	**123.535.997**	**176.357.901**	**202.141.703**	**77.435.105**	**66.397.329**	**-**	**-**	**516.765.865**	**401.354.041**
RESULTADO FINANCIERO	**8.798.693**	**1.774.462**	**8.649.701**	**(37.907.937)**	**(28.350.512)**	**(149.472.652)**	**(21.118.569)**	**(20.319.362)**	**(11.399.930)**	**(7.062.321)**	**-**	**(264.541)**	**(43.420.617)**	**(213.252.351)**
Ingresos financieros	10.208.882	6.216.511	63.021.165	7.763.441	75.142.825	34.739.853	4.119.418	4.533.298	2.523.110	2.061.475	-	-	155.015.400	55.314.578
Costos financieros	(1.337.143)	(2.527.298)	(54.825.547)	(44.830.862)	(103.366.527)	(184.296.715)	(25.385.263)	(24.899.371)	(13.452.180)	(8.989.736)	-	-	(198.366.660)	(265.543.982)
Resultados por Unidades de Reajuste	393.671	246.352	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	393.671	246.352
Diferencias de cambio	**(466.717)**	**(2.161.103)**	**454.083**	**(840.516)**	**(126.810)**	**84.210**	**147.276**	**46.711**	**(470.860)**	**(134.060)**	**-**	**(264.541)**	**(463.028)**	**(3.269.299)**
Positivas	2.326.094	641.786	766.539	603.400	997.600	398.874	885.777	205.010	748.567	650.041	(11.624)	(535.999)	5.712.953	1.963.112
Negativas	(2.792.811)	(2.802.889)	(312.456)	(1.443.916)	(1.124.410)	(314.664)	(738.501)	(158.299)	(1.219.427)	(784.101)	11.624	271.458	(6.175.981)	(5.232.411)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	27.019	24.731	-	-	1.653.130	2.214.910	-	-	-	-	1.680.149	2.239.641
Otras ganancias (pérdidas)	**1.300.454**	**(183.531)**	**33.760**	**-**	**-**	**-**	**(16.477)**	**52.544**	**599.787**	**(25.305)**	**-**	**-**	**1.917.524**	**(156.292)**
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	1.300.454	(183.531)	33.760	-	-	-	(16.477)	52.544	599.787	(25.305)	-	-	1.917.524	(156.292)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**121.003.893**	**111.133.991**	**66.584.732**	**(138.147.254)**	**65.843.349**	**(25.936.655)**	**156.875.985**	**184.089.795**	**66.634.962**	**59.309.703**	**-**	**(264.541)**	**476.942.921**	**190.185.039**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(33.779.112)	(27.483.709)	(399.961)	4.145.243	(12.960.099)	27.744.212	(64.616.749)	(63.944.885)	(19.840.780)	(18.101.511)	-	-	(131.596.701)	(77.640.650)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**87.224.781**	**83.650.282**	**66.184.771**	**(134.002.011)**	**52.883.250**	**1.807.557**	**92.259.236**	**120.144.910**	**46.794.182**	**41.208.192**	**-**	**(264.541)**	**345.346.220**	**112.544.389**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-		-		-		-		-		-		-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**87.224.781**	**83.650.282**	**66.184.771**	**(134.002.011)**	**52.883.250**	**1.807.557**	**92.259.236**	**120.144.910**	**46.794.182**	**41.208.192**	**-**	**(264.541)**	**345.346.220**	**112.544.389**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**87.224.781**	**83.650.282**	**66.184.771**	**(134.002.011)**	**52.883.250**	**1.807.557**	**92.259.236**	**120.144.910**	**46.794.182**	**41.208.192**	**-**	**(264.541)**	**345.346.220**	**112.544.389**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora														
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras														

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$	30-09-2015 M$	30-09-2014 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	130.226.916	24.930.912	168.062.915	134.310.615	70.172.492	155.003.544	136.431.595	104.430.292	75.359.767	25.106.150	(116.395)	443.781	580.137.290	444.225.294
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(48.697.317)	(7.098.687)	(155.267.239)	(120.337.506)	(168.333.686)	(165.907.200)	(99.071.495)	7.245.049	(90.570.379)	(41.397.511)	(13.025.819)	(16.811.388)	(574.965.935)	(344.307.243)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(85.500.212)	(37.548.373)	(6.263.428)	(8.215.673)	53.317.311	21.502.085	(115.975.565)	(124.391.671)	(36.366.189)	(2.618.474)	13.142.214	16.367.607	(177.645.869)	(134.904.499)

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	sep-15	dic-14	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M$	15.228.584	M$	35.385.098	73.177.119	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M$	4.389.759	M$	2.329.066	3.033.750	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M$	593.267	M$	593.267	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$	12.711.681	M$	41.191.324	50.509.024	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M$	8.369.146	M$	106.490.238	161.031.458	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M$	6.283.310	M$	51.082.079	77.294.260	-	-	-	-	-	-
Banco Naciolan de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas Ctes.	M$	126.161	M$	4.016.469	-	-	-	-	-	-	-

Al 30 de septiembre de 2015 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$ 31.285.483.505. (M$ 25.367.031.681 al 30 de septiembre de 2014).

36.2 Garantías Indirectas.

Al 30 de septiembre 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 Nº 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$913.140.371.); y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US$318.780.600 (aprox. M$222.738.381.); 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$102.164.683 (aprox. M$ 71.384.507) 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. (CELF). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELF. Dado que los activos de CELF 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 CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a 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. El 25 de agosto de 2015 se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. Se espera presentación de recurso ante el Supremo Tribunal Federal. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R$ 1.202 millones (aprox. M$ 211.398.144).

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$ 60.657.583 (aprox. M 10.667.970).

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$ 35.174) 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$ 14.070) 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$ 16.789.639- (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó 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$ 332.995.282 (aprox. M$ 58.564.546).

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$147 millones (aprox. M$ 25.853.184).

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. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996.. Importe solicitado por Ampla a devolver R$ 165 millones (aprox. M$ 29.018.880).

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 permitie 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$1.112 millones (aprox. M$ 195.569.664).

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$ 121 millones (aprox. M$ 21.280.512.)

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 decisión fue publicada con fecha 02.10.2015 y la Hacienda tiene 10 días para presentar recursos. Transcurrido ese plazo la resolución se hará definitiva, en dicha oportunidad se presentará la resolución ante el órgano (proceso) administrativo recaudatorio. La cuantía asciende a R$281 millones (aprox. M$ 49.420.000).

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, confundiéndose 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$175.816.705 (aprox. M$ 30.921.235.) 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 fue rechazado, existiendo recursos posibles contra esa decisión. 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$ 2.743.603). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R$92.986.525. (aprox. M$ 16.353.726) . 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$107.048.131 (aprox. M$18.826.769) 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$117.666.976 (aprox. M$ 20.694.326) 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. El juicio no ha tenido movimiento alguno.

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$520.800.659 (aprox. M$ 91.594.253), 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 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

13.- 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$ 74 millones aprox. (aprox. M$ 13.014.528).

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 seria 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$ 228 millones (aprox. M$ 40.098.816).

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$672.000.000. 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$ 21.311.984), 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$ 3.232.937). 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 pdió al Juzgado que secorriera traslado del mencionado informe y se está 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 habérseles 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$ 20.832.000).

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$.75.628.412.)

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. El Gobierno, a través del Decreto 1979 ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. 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 a11 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 €. 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 inadmisible 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./127,6 millones(aprox. M$ 27.662.659), que se desglosa en Cuantía Activa S/59,8 millones (Aprox. M$ 12.964.161) y Cuantía Pasiva: S/ 67,8 millones (aprox. M$ 14.698.497).

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 en favor de Endesa Chile un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo 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 Pirihueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado “Arrieta con Fisco y Otros” del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado “Jordán con Fisco y otros”, del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el

Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes de vista.

23.- Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del rio 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, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 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 1ra. instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria, referida a excepciones y defensas que no fueron resueltas en el fallo primitivo. Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2014, la Ilustrisima Corte de Apelaciones de Concepción rechazó el recurso de apelación interpuesto por la demandante, y confirmo con ello la sentencia de primera instancia denegando la demanda. En su contra, la parte demandante interpuso recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, la que finalmente con fecha 22.06.2015 acogió el recurso interpuesto, revocando las sentencias de primera y segunda instancia, condenando a Endesa al pago de 65.579 UF, equivalentes a M$ 1.671.342 suma de dinero que Endesa consignó en el mes de septiembre de 2015 en el Tribunal de primera instancia, y la compañía de seguros reembolsó a la compañía.
TERMINADA

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, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. Endesa Chile ha rechazado estas pretensiones, 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. En cuanto al estado procesal de estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) con fecha 25 de junio se dictó sentencia que rechaza la demanda interpuesta. En su contra los demandantes presentaron recurso de apelación el que fue otorgado, y se encuentra pendiente de vista ante la Corte de Apelaciones de Santiago. En el otro juicio, (Rol 6705-2010), que solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012), proceso en el cual con fecha 10 de

julio de 2015 se dictó sentencia que rechaza en todas sus partes la pretensión demandada condenando en costas al demandante. En su contra, la demandante en autos presentó recurso de apelación el que a la fecha se encuentra pendiente de vista ante la Corte de Apelaciones de Santiago.

25.- Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pirihueico, en contra de la Resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pirihueico a 900 metros aguas abajo en el rio Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; 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 pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado. Terminado el periodo ordinario, extraordinario y especial de prueba con fecha 22 de enero de 2015 se citó a las partes a oír sentencia y con fecha 23 de abril de 2015 se dictó sentencia que acoge la demanda, declarando nulo de derecho público la Resolución DGA N° 732. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recursos que a la fecha se encuentran pendientes de resolución.

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 se declare 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, que finalmente rechazó el recurso interpuesto, confirmando el fallo de la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago, que no dio lugar al reclamo eléctrico intentado.
TERMINADA.

27.- En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, alegando 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 el 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 nuevos infracciones a los cargos ya formulados. Endesa Chile ha presentado su defensa, en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8640,4 UTA. En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que 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 resolución, la compañía dedujo recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.-

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 reciprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US$72.275.000, equivalentes a aprox. M$50.499.988.- 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 reconvencional 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 reconvencional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su dúplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvencional. Con fecha

1 de octubre de 2014, Celta presentó su dúplica a la demanda reconvencional. 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. Posteriormente se realizaron numerosas reuniones de conciliación dirigidas por el Sr. Juez Arbitro, las cuales no llegaron al acuerdo entre las partes. A la fecha, se encuentra pendiente se dicte el auto de prueba, para dar inicio a la etapa probatoria

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 subscribió 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 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 limitan el nivel de endeudamiento y evalúan 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 y contrato.

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 Total 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 septiembre de 2015, el Patrimonio Total de Enersis fue de $ 8.116.637 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 septiembre de 2015, la Razón de Endeudamiento fue de 0,85.

- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 30 de septiembre de 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 septiembre 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 septiembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,36.

- 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 septiembre de 2015, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Endesa Chile fue de $ 2.625.346 millones.

- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 30 de septiembre de 2015, la relación mencionada fue de 9,85.

- 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 septiembre de 2015, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US$ 440,75 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 septiembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,36.

- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.

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

Además, el resto de la deuda, 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 septiembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a las líneas de crédito bajo ley chilena que vencen 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 septiembre 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 septiembre 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 septiembre 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 septiembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la sexta y séptima emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en junio de 2019. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el BNDES, con vencimiento en junio de 2020. Al 30 de septiembre de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón de Endeudamiento.

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 Endeudamiento. En el caso de El Chocón, al 30 de septiembre, 30 de junio, 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 puntualmente y se ha estado 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 septiembre 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 septiembre de 2015, 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 17 de julio de 2015, y con aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución S.E. Nº 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. Nº 529/14, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINVEMEM 2015-2018, el cual es de aplicación desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2018, para aquellos generadores que participen de proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía. En ese sentido, se reconoce a cada unidad de generación construida en el marco de las inversiones FONINVEMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años a partir de su habilitación comercial, una Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.

El 5 de junio de 2015, nuestras filiales generadoras de Argentina firmaron el “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2015-2018”, en adelante, FONINVEMEM 2015-2018 y se adhiere a todos

los términos establecidos en dicho acuerdo el 2 de julio 2015. La Adhesión comprende el compromiso irrevocable de participar en la conformación del FONINVEMEM 2015-2018, comprometiendo, de acuerdo al punto 3.2.v del Acuerdo, las Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) y/o las Acreencias devengadas o a devengarse durante todo el período comprendido entre febrero 2015 y diciembre 2018 inclusive no comprometidas previamente en programas similares junto con todas aquellas Acreencias, no utilizadas para destinarlas al proyecto. Tanto la Secretaría de Energía como los agentes generadores que adhieren al Acuerdo se reservan el derecho de dar por resuelto de pleno derecho este Acuerdo si en los 90 días indicados en punto 9 del Acuerdo, no se suscriben los acuerdos complementarios respectivos.

Mediante la adhesión de dicho Acuerdo, las sociedades generadoras participarán, en conjunto con otros Agentes Generadores, en la construcción de un Ciclo Combinado de alrededor de 800 MW +/- 15%, que generará tanto con gas natural como con gasoil y biodiesel. El nuevo ciclo combinado se licitará para ser habilitado en no más de 34 meses a partir de la adjudicación de la obra.

No obstante lo anterior, nuestra filial argentina Central 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. Central 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 Nº 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor celebrados entre Central Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central Costanera deberá renunciar a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Res. SE. Nº 95/2013 sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Res. SE Nº 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. Nº 7594/2013 y Nº 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde de la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renuncia 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 3 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.

Como consecuencia de ello, durante los primeros 9 meses de 2015 se reconoció una disminución de 1.030 millones de pesos chilenos en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / egresos operativos de 4.230 millones de pesos chilenos.

- El 25 de julio de 1990, el Gobierno de Italia autorizó a MedioCredito Centrale a otorgar al Gobierno de la República Argentina, un crédito financiero de hasta US$ 93.995.562 destinado a financiar la adquisición de bienes y la provisión de servicios de origen italiano, utilizados en la rehabilitación de cuatro grupos de la central termoeléctrica propiedad de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires (“SEGBA”). Dicho crédito financió la adquisición de los bienes y servicios incluidos en la Orden de Trabajo Nº 4322 (la "Orden"), emitida por SEGBA a favor de un consorcio liderado por Ansaldo S.p.A. de Italia.

De acuerdo con los términos del "Convenio relativo a la orden de trabajo Nº 4322": (i) SEGBA otorgó a Endesa Costanera S.A. un mandato por el cual ésta administró la ejecución de las prestaciones contenidas en la Orden y ejecutó los trabajos y servicios que conforme a la Orden correspondían a SEGBA; y (ii) Endesa Costanera S.A. se obligó a pagar a la Secretaría de Energía de la Nación (la "Secretaría de Energía") las cuotas de capital e intereses que derivan del crédito otorgado por MedioCredito Centrale, con una tasa de 1,75 % anual (el "Convenio").

En garantía del cumplimiento de las obligaciones económicas asumidas por Endesa Costanera S.A., los compradores constituyeron una prenda sobre el total de las acciones de su propiedad. De producirse un incumplimiento que dé lugar a la ejecución de la garantía, la Secretaría de Energía podría proceder inmediatamente a la venta de las acciones prendadas mediante concurso público y podría ejercer los derechos políticos que corresponden a las acciones prendadas.

Por aplicación de la Ley Nº 25.561, el Decreto Nº 214/02 y sus disposiciones reglamentarias, la obligación de pago a cargo de Endesa Costanera S.A. emergente del Convenio y sujeta a la legislación argentina fue mandatoriamente "pesificada" a la relación de cambio de un peso igual a un dólar estadounidense, con más la aplicación del coeficiente de estabilización de referencia (“CER”), manteniendo la tasa de interés original de la obligación.

El 10 de enero de 2003, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto Nº 53/03 que modificó el Decreto Nº 410/02 incorporando un inciso j) en su artículo primero. Mediante esta norma se exceptúa de la "pesificación" a la obligación de dar sumas de dinero en moneda extranjera de los estados provinciales, municipalidades, empresas del sector público y privado al Gobierno Nacional originada en préstamos subsidiarios o de otra naturaleza y avales, originariamente financiados por organismos multilaterales de crédito, u originados en pasivos asumidos por el Tesoro Nacional y refinanciados con los acreedores externos.

Endesa Costanera S.A. considera que el préstamo resultante del Convenio no encuadra en ninguno de los supuestos previstos en el decreto Nº 53/03 y aún en el supuesto que se entendiera que encuadra existen sólidos fundamentos que determinan la inconstitucionalidad del decreto Nº 53/03, en tanto viola en forma manifiesta el principio de igualdad y el derecho de propiedad establecido en la Constitución Nacional.

El 30 de mayo de 2011, la Sociedad canceló la última cuota de capital del préstamo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas y, si bien a la fecha de emisión de los

presentes estados financieros, la Secretaría de Energía no ha efectuado reclamo alguno por los pagos efectuados por Endesa Costanera S.A., el 22 de octubre del 2015 hemos recibido una carta de la Secretaría de Finanzas – Dirección de Administración de la Deuda Pública de la cual surge que el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas incluyó el saldo de la deuda del crédito financiero con MedioCredito Centrale en el acuerdo celebrado con los acreedores del Club de París el 30 de abril de 2014. Según la carta, la Secretaría asimismo reclama a Costanera el reintegro de US$ 5.472.703,76 sin dar cuenta del fundamento de dicha solicitud.

Por lo expuesto, Costanera se encuentra preparando la respuesta de rechazo al requerimiento indicando, entre otras cuestiones, que (i) no posee deuda relativa al Convenio debido a que, con fecha 30 de mayo de 2011, la Sociedad canceló la última cuota del mismo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas, (ii) no ha habido reserva alguna del acreedor a los pagos del Convenio derivados de la pesificación impuesta por ley argentina, y (iii) no obstante que la Sociedad desconoce los términos del acuerdo suscripto con los acreedores del Club de París, las decisiones del Estado argentino respecto de la deuda con dicho organismo son ajenas a la Sociedad.

Edesur S.A.

- Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía 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 Revisión Tarifaria Integral (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 Ente Nacional Regulador de la Electricidad (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 la 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 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 nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2015 se reconocieron ingresos por 257.331 millones de pesos chilenos, que se encuentran expuestos en el estado del resultado integral de la siguiente manera: por el punto (i), 185.563 millones de pesos chilenos en la línea “Otros ingresos Res. SE N° 32/2015”; por el punto (ii), 26.233 millones de pesos chilenos entre los “Ingresos por servicios”; y por los puntos (iii) y (iv), 45.535 millones de pesos chilenos en los “Otros ingresos operativos netos”. 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 SE emitió su Nota N° 1.208 mediante la cual instruye a CAMMESA el método para calcular las deudas que Edesur mantiene con el 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 período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por 36.441 millones de pesos chilenos.

- Con fecha 12 de julio de 2012, el E.N.R.E., mediante su Resolución N° 183/2012, designó como veedor en Edesur a Luis Miguel Barletta, a cargo de fiscalizar y controlar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio a cargo de la Sociedad. El veedor designado se mantendría en sus funciones por un plazo de 45 días prorrogables. El 20 de julio de 2012, la Sociedad interpuso recurso de reconsideración con alzada en subsidio contra la Resolución E.N.R.E. Nº 183/2012. En el mismo se ha rechazado la fundamentación dada en esa Resolución, y se ha planteado y demostrado el ahogo financiero y económico al que ha sido sometida Edesur desde hace años por parte del mismo E.N.R.E. y otras autoridades por la negativa a reflejar en tarifas los mayores costos o los valores que deben derivarse de una revisión tarifaria integral o a brindar al servicio otros ingresos. La veeduría fue prorrogada mediante Resoluciones E.N.R.E. Nº 246/2012, N° 337/2012 y N° 34/2013, la Disposición E.N.R.E. N° 25/2013, la Resolución E.N.R.E. N° 243/13 y la Disposición E.N.R.E. N° 2/2014 de fecha 9 de enero de 2014, que amplía tal designación por otros 90 días hábiles administrativos, prorrogables. Con fecha 30 de enero de 2014 el E.N.R.E. emitió la Resolución N° 31/2014, la que, atento a la integración de un nuevo Directorio en dicho ente y habiendo sido designado como presidente del mismo el Ingeniero Ricardo Alejandro Martínez Leone, designa a este último como veedor en Edesur, en reemplazo del Ingeniero Luis Miguel Barletta, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables. La Disposición E.N.R.E. N° 36/2014, de fecha 17 de junio de 2014, vuelve a ampliar por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables, la designación del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur. Por la Disposición E.N.R.E. N° 244/2014, de fecha 3 de septiembre de 2014, se designa al Contador Rubén Emilio Segura en reemplazo del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables. Con fecha 22 de abril de 2015 el E.N.R.E. 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.

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 septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, era la siguiente:

País	30-09-2015				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	66	1.919	267	**2.252**	2.401
Argentina	49	3.584	1.163	**4.796**	4.695
Brasil	27	2.167	498	**2.692**	2.684
Perú	40	899	-	**939**	943
Colombia	35	1.547	30	**1.612**	1.633
Total	**217**	**10.116**	**1.958**	**12.291**	**12.356**

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.

- Por Resolución del SEREMI de Salud del Biobío N° 158s3890, de 25 de septiembre de 2015, se impuso a Endesa una multa de 500 UTM (aprox. M$ 22.122), por la supuesta infracción consistente en no fiscalizar la entrega de materiales de seguridad para el retiro de asbesto, en forma personal a cada trabajador, y no en charlas grupales. El reproche no tiene sustento en ninguna disposición legal, razón por la cual Endesa presentó recurso de reposición administrativa, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

2.- Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

- 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 tercer trimestre de 2015 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha impuesto 3 sanciones a Chilectra S.A.: (i) por un monto de M$ 778.320.-; (ii) por un monto de M$ 1.327.-; y (iii) por un monto de M$ 1.769.720.- Dichas sanciones han 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$ 1.753.103). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de $ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M$ 2.096.457) y de seguridad en la vía pública por un monto de $ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M$ 113.907). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1º 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$ 205.124) y de seguridad en la vía pública por un monto de $ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M$ 368.812). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1º 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$ 792.382) 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$ 2.000.422), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por $ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M$ 28.847.599).

- 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$ 8.501) 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$ 972.374).

- Para el período iniciado el 1º 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$ 2.663.355), 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$ 1.472.331).

- 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$ 781.107), 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$ 261.366).

- 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$ 2.717.639).

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2015 y finalizado el 30 de septiembre de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 2 sanciones por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de $ 11.989.572,66 pesos argentinos (aprox. M$ 889.127) y 5 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de $ 7.093.752 pesos argentinos (aprox. M$ 526.061). Todas estas sanciones se encuentran actualmente recurridas por Edesur.

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$ 1.483). 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$ 816). 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$ 222).

- Durante los tres 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 pesos argentinos (aprox. M$ 3.555). 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$ 3.782). 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 tres 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$ 59), 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$ 238), 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$ 409) 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 tres 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$ 3.974), siendo abonado por Yacylec S.A. durante el 2014 el monto de $1.668 pesos argentinos (aprox. M$ 124), 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$ 17.199), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de $ 321.254 pesos argentinos (aprox. M$ 23.824) 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 los tres primeros trimestres de 2015 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio por un total de $ 26.130 pesos argentinos (aprox. M$ 1.938), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de $ 5.078 pesos argentinos (aprox. M$ 377) 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$ 2.854), siendo abonado por TESA S.A. durante el 2014 el monto de $ 46.072,38 pesos argentinos (aprox. M$ 3.417), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.

- Durante el año 2014, 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 $ 15.820 pesos argentinos (aprox. M$ 1.173), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de $ 17.951 pesos argentinos (aprox. M$ 1.331) incluyendo intereses.

- Durante los tres primeros trimestres de 2015 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 $ 17.104 pesos argentinos (aprox. M$ 1.268), no habiéndose abonado aun, estando a la espera de las facturas de Transener S.A. para proceder a su pago.

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$ 586), 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$ 841).

- 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$ 391), 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$ 559).

- Durante los tres primeros trimestres de 2015, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso dos sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa Maria y Salida de la Línea por un total de $ 34.618 pesos argentinos (aprox. M$ 2.567), a la fecha fueron abonadas por CTM un importe de $ 2.945 pesos argentinos (aprox. M$ 218) incluyendo intereses, estando a la espera de las facturas de Transener S.A. para proceder al pago del monto restante.

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$ 5.242.851). 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$ 25.255). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de $ 3.557.786 reales (aprox. M$ 625.713), por los cuales hemos pagado $ 2.112.600 reales (aprox. M$ 371.546).

- 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$ 21.140). 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$ 11.662). (*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$ 13.441).

- 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$ 4.262). 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$ 3.665), 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$ 5.294.345). 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$ 942.230). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M$ 7.338.005), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M$ 660.954). 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$ 62.865). 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 (aprox. M$ 360). 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$ 28.150). 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$ 15.529).
(*) 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$ 521.299), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M$ 1.534). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M$ 5.965), 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$ 48), 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$ 502).

  En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por cuestiones de tarifa “baja renta” en un total de € 134.031 (aprox. M$ 104.979). Los recursos presentados por Ampla fueron parcialmente aceptados y el valor de las sanciones han sido reducidos para € 107.261 (aprox. M$ 84.011). Ampla ha pagado las mismas. En 2014, Ampla ha sido sancionada 2 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 6.743.609 (aprox. M$ 5.281.884), por los cuales ha pagado € 974.291 (aprox. M$ 763.107). 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 € 167.677 (aprox. M$ 131.332). 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$ 62.865). 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 (aprox. M$ 360).
  (*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

  En 2015, Ampla ha sido sancionada con 9 multas 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 € 1.483.573 (aprox. M$ 1.161.998). Ampla ha presentado 5 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$ 519.705). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de eses 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$ 1.835) 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$ 49), los demás aún no han sido juzgados.

12.- Companhia Energética do Ceará (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$ 6.133.921). 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$ 69.491). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de $ 53.810.352 reales (aprox. M$ 9.463.709), por los cuales hemos pagado $ 707.423 reales (aprox. M$ 124.416) 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$ 3.841). 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$ 2.797). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de $ 12.953 reales (aprox. M$ 2.278), 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$ 1.705). 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$ 6.816.387.). Coelce ha pagado € 16.319 (aprox. M$ 12.782) por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 10.938.249 (aprox. M$ 8.567.306). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M$ 1.111.078).

- 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$ 19.380), 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$ 731). 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$ 5.655). 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$ 2.511) 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 1.885.503€ (aprox. M$ 1.476.807) en contra han sido presentados recursos. Hay un pendiente de juzgamiento y otro ha sido rechazado. Coelce ha pagado 90.744€ (aprox. M$ 71.075) por la penalidad. 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$6.795.542) . Coelce ha pagado 16.270€ (aprox. M$ 12.743) por dos multas y ha presentado recursos en relación a los demás.

- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 1 sanción por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de 5.731€ (aprox. M$ 4.489). La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 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 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€ (aprox. M$ 154). 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$ 20.750), 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$ 5.384) 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 (Companhia de Interconexión Energética S.A.)

- 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$ 5.652). 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. 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$ 7.911). 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. $ 48) 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$ 48) 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$ 404) 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$ 551.557).

- 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$ 899.790), 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 30 de septiembre 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$ 436.919).

- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Huaral 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$ 13.251). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución. Edelnor fue notificada con la Resolución a través de la cual se declara nula la Resolución de Multa emitida. El procedimiento concluyó satisfactoriamente para Edelnor.

- Durante el tercer 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/. 1.481.359,57 (aprox. M$ 321.147).

- 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. En julio de 2015, Edelnor pagó las multas antes mencionadas en la suma de S/.1.612.507 (aprox. M$349.578), acogiéndolas a un régimen de gradualidad vigente. No obstante el pago efectuado, Edelnor ha impugnado dichas Resoluciones de Multa, cuya reclamación al 30 de septiembre de 2015 se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.

- 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 septiembre de 2015 es de S/. 23.642 (aprox. M$ 5.125). Las multas no fueron impugnadas, por lo que se procedió con el pago de las mismas.

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$ 1.649) 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$ 43.562) 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$ 8.823) (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$ 22.996) 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 30 de setiembre de 2015 de S/. 9.755.900 (aprox. M$ 2.114.999). 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$ 104.300) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.

- 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$ 8.021) (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 30 de septiembre de 2015 de S/. 1.759.227 (aprox. M$ 381.386). 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 30 de septiembre de 2015 de S/. 15.721,523 (aprox. M$ 3.408). 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$ 449).

- 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$ 68.339). 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$ 635).

- 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 septiembre de 2015 es de S/. 85.695 (aprox. M$ 18.578). Edegel S.A.A. aceptó las multas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.

16.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- 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$ 3.441) (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$ 149.912) 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$ 33.826). 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$ 802) (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$ 602) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.

- Con fecha 10 de abril de 2014, mediante Resolución Nº 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 Nº 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 30 de septiembre de 2015 de S/. 9.988.586 (aprox. M$ 2.165.444). 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$ 129.872), bajo apercibimiento de dictarse las medidas cautelares que correspondan conforme a ley.

- En julio de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con Resoluciones de Multa referidas a omisiones en los pagos a cuenta del Impuesto a la Renta del ejercicio 2010. Tales multas fueron pagadas en el importe de S/.30,383 (aprox. M$ 7) en agosto de 2015.

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$ 79.761), 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 30 de septiembre 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 ascendiente a S/. 3.800 (aprox. M$ 824) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.

- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M$ 401) (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. $ 2.623), 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$ 10.579).

- 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$ 132.978), 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 septiembre 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 septiembre de 2015 es de S/.79.857 (aprox. M$ 17.312). Chinango S.A.C. aceptó las multas impuestas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.

- En septiembre de 2015, Chinango S.A.C. fue notificada con diversas Resoluciones de Multa referidas a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2012 y pagos a cuenta de dicho año por el importe de S/.1.424.,122 (aprox. M$ 309). En octubre de 2015, Chinango procederá con pagar la deuda antes mencionada acogiéndola al régimen de gradualidad vigente, sin perjuicio de presentar el recurso de reclamación respectivo.

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 Superintedencia 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 septiembre 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]	30-09-2015 M$						30-09-2014 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.)	En proceso	2.666	-	2.666	-	-	**2.666**	522
ENDESA CHILE	Gastos Medioambientales centrales	Tratamiento de residuos, higienización	En proceso	1.396.926	-	1.396.926	-	-	**1.396.926**	744.298
		Monitoreo de emisiones, proyecto cems, abatimiento NOX	En proceso	1.855	1.855	-	-	-	**1.855**	6.804.120
		Proyecto Cems	En proceso	61	61	-	-	-	**61**	8.203
CELTA	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Terminado	118.417	-	118.417	-	-	**118.417**	10.706.540
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso	4.713	-	4.713	-	-	**4.713**	10.488
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	-	-	-	132.358.952	31-12-2020	**132.358.952**	39.951.368
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	115.659	115.659	-	-	-	**115.659**	492.471
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	64.048	-	64.048	22.904	31-12-2015	**86.952**	156.570
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	Terminado	-	-	-	4.742	31-12-2015	**4.742**	206.909
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	18.445	-	18.445	19.671	31-12-2015	**38.116**	16.722
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	111.559	-	111.559	28.779	31-12-2015	**140.338**	8.045
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales	Terminado	2.529	-	2.529	26.277	31-12-2015	**28.806**	6.823
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	127.718	-	127.718	13.070	31-12-2015	**140.788**	177.830
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	88.643	-	88.643	48.482	31-12-2015	**137.125**	76.405
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	71.008	-	71.008	-	31-12-2015	**71.008**	5.974
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	Terminado	4.960	-	4.960	3.042	31-12-2015	**8.002**	5.935
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	153.635	-	153.635	4.826	31-12-2015	**158.461**	239.904
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	26.743	-	26.743	21.267	31-12-2015	**48.010**	31.460
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales	Terminado	-	-	-	19.204	31-12-2015	**19.204**	5.229
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	-	-	-	9.602	31-12-2015	**9.602**	4.398
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	-	-	-	3.783	31-12-2015	**3.783**	49.390
CHILECTRA	Control de vegetación en redes AT	Roce / Poda de árboles en AT	Terminado	42.570	-	42.570	-	-	**42.570**	8.878
	Mejoras en la red MT/BT	Space Cab (4.285 mts. red) / Preensamblado (78.578 mts red.)	En proceso	1.841.766	1.841.766	-	1.205.829	31-12-2015	**3.047.595**	2.547.219
	Control de vegetación en redes MT/BT	Mantención de jardines de S/Es / Control de Maleza en recintos de S/Es	Terminado	85.080	-	85.080	-	-	**85.080**	163.675
	Control de ruidos	Gestión de residuos peligroso	Terminado	4.475	-	4.475	-	-	**4.475**	4.559
EDESUR	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	En proceso	26.929	-	26.929	-	-	**26.929**	10.747
	Recuperacion trafos	Proyecto inversion en medio ambiente	En proceso	33.600	33.600	-	-	-	**33.600**	-
CODENSA	Desmantelamiento pcbs	Desmantelamiento de Transfformadores con residuos de PCbs	En proceso	427.075	427.075	-	-	-	**427.075**	-
	Nueva espeanza rescate arqueologico	Compensación Ambiental por la construccion de la subestacion Nueva Esperanza	En proceso	407.045	407.045	-	-	-	**407.045**	1.293.686
	Nueva esperanza compensacion ambiental	Rescate de restos arqueologicos de cultura Herrera años a.c, en la ubicación donde se contruira la subetacion de Nueva Esperanza.	En proceso	418.812	418.812	-	-	-	**418.812**	-
Total				**5.596.937**	**3.245.873**	**2.351.064**	**133.790.430**		**139.387.367**	**63.738.368**

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-09-2014 M$						30-09-2013 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	522	-	522	-	-	**522**	4.568
ENDESA CHILE	Gastos Medioambientales en Centrales	Tratamiento de residuos, higienización y monitoreos	En proceso	744.298	-	744.298	-	-	**744.298**	1.053.866
	CT Bocamina	Monitoreo de emisiones, proyecto cems, abatimiento NOX	En proceso	6.526.449	6.526.449	-	-	-	**6.526.449**	2.694.439
	CT Los Molles	Cumplimiento DS78 almacenamiento sustancias quimicas	En proceso	8.203	8.203	-	-	-	**8.203**	-
	CT Tal Tal	Cumplimiento DS78 del Minsal; Proyecto Cems	En proceso	277.671	277.671	-	-	-	**277.671**	-
CELTA	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Instalac.filtros de manga. Monitoreo emisiones CEMS	En proceso	7.496.503	7.496.503	-	2.896.247	31-12-2014	**10.392.750**	4.008.492
		estudios, monit.,análisis lab.retiro y disp.residuos	Terminado	144.254	-	144.254	40.240	31-12-2014	**184.494**	174.165
		Proyecto Cems	En proceso	129.296	129.296	-	-	-	**129.296**	363.474
GAS ATACAMA	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorias, Etc.	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorias, Etc.	En proceso	72.275	-	72.275	-	-	**72.275**	-
GASODUCTO ATACAMA	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorias, Etc.	Monitoreos, auditorías de MA, Asesorias, Etc.	En proceso	30.449	-	30.449	-	-	**30.449**	-
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	Terminado	10.488	-	10.488	-	-	**10.488**	13.674
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	32.093.193	32.093.193	-	7.858.176	31-12-2015	**39.951.369**	-
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	492.471	492.471	-	-	-	**492.471**	-
EDEGEL	Monitoreos ambientales	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	111.334	-	111.334	45.236	31-12-2014	**156.570**	48.354
	Gestion de Residuos	Manejo residuos peligrosos	Terminado	83.436	-	83.436	123.473	31-12-2014	**206.909**	103.321
	Estudios ambientales	Estudios Sobre aspectos ambientales	Terminado	24.449	-	24.449	- 7.727	31-12-2014	**16.722**	36.750
	Mitigaciones y restauraciones	Proteccion y recuperacion de suelo y agua	Terminado	3.964	-	3.964	4.080	31-12-2014	**8.044**	180
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	2.317	-	2.317	4.507	31-12-2014	**6.824**	-
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	Terminado	110.910	-	110.910	66.920	31-12-2014	**177.830**	-
	Actividades de prevención	Proteccion de la Biodiversidad del medio ambiente, tratamiento aguas residuales	Terminado	67.369	-	67.369	9.036	31-12-2014	**76.405**	80.990
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	-	-	-	5.974	31-12-2014	**5.974**	58.318
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	Terminado	5.210	-	5.210	724	31-12-2014	**5.934**	-
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	Terminado	182.051	-	182.051	57.853	31-12-2014	**239.904**	34.818
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	Terminado	25.192	-	25.192	6.268	31-12-2014	**31.460**	74.397
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales	Terminado	5.146	-	5.146	83	31-12-2014	**5.229**	26.462
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	Terminado	-	-	-	4.398	31-12-2014	**4.398**	129
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	Terminado	28.648	-	28.648	20.742	31-12-2014	**49.390**	-
CHILECTRA	Mejoras en la Red MT/BT	Space Cab ; Preensamblado (116988 mts red)	Terminado	668.622	668.622	-	1.165.303	31-12-2014	**1.833.925**	706.619
	Proyectos Ingeniería y Concesiones	Permiso sectorial Subestación Chicureo Permiso Sectorial Subestación Chena Modelación de ruido S/E Santa Elena Consultoria Ambiental Proyecto Nueva Linea Lo Aguirre Cerro Navia Proyecto Mitigación de Ruido S/E Santa Elena Cumplimiento Normativo Ambiental en SSEE por ISO 14001 Linea Base, proyecto Lo Aguirre Cerro Navia DIA Tal Altamirano Levantamiento Linea Base DIA Tap Vitacura;Construcción del PMF Linea 220/110 kV tal Chicureo Mediciones de ruido Tap San José	Terminado	42.566	42.566	-	32.476	31-12-2014	**75.042**	77.358
	Poda MT/BT	Poda MT/BT	Terminado	522.171	-	522.171	116.082	31-12-2014	**638.253**	257.025
	Roce	Roce	Terminado	-	-	-	8.878	31-12-2014	**8.878**	-
	Poda de árboles en AT	Poda de árboles en AT	Terminado	50.777	-	50.777	4.686	31-12-2014	**55.463**	15.744
	Mantención de jardines de S/Es	Mantención de jardines de S/Es	Terminado	38.386	-	38.386	12.795	31-12-2014	**51.181**	12.437
	Control de Maleza en recintos de S/Es	Control de Maleza en recintos de S/Es	Terminado	42.635	-	42.635	14.396	31-12-2014	**57.031**	13.804
	Gestión de residuos peligroso	Gestión de residuos peligroso	Terminado	4.326	-	4.326	233	31-12-2014	**4.559**	1.666
EDESUR	Manipuleo de material contaminante	Manipuleo de material contaminante	En proceso	10.747	-	10.747	-	-	**10.747**	-
CODENSA	Nueva esperanza rescate arqueologico	Rescate de restos arqueologicos de cultura Herrera años a.c, en la ubicación donde se contruira la subetacion de Nueva Esperanza.	En proceso	1.293.686	1.293.686	-	-	-	**1.293.686**	-
Total				**51.350.014**	**49.028.660**	**2.321.354**	**12.491.079**		**63.841.093**	**9.861.050**

40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 30 de septiembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros:

					30-09-2015														
	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios M$	Materias primas y consumibles utilizados M$	Margen de Contribución M$	Resultado Bruto de explotación M$	Resultado de explotación M$	Resultado Financiero M$	Resultado antes de impuesto M$	Impuesto sobre la sociedad M$	Ganacia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
Chilectra S.A.	Consolidado	274.324.185	1.176.503.602	1.450.827.787	184.209.982	50.082.017	1.216.535.788	1.450.827.787	930.399.001	(725.894.545)	204.504.456	137.443.889	110.904.746	8.798.694	164.248.414	(33.779.112)	130.469.303	(110.788.830)	19.680.473
Grupo Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	49.330.094	11.951.903	61.281.997	3.577.392	1.290.616	56.413.989	61.281.997	5.682.890	-	5.682.890	(699.249)	(787.753)	1.651.896	2.338.004	(116.699)	2.221.305	(80.206)	2.141.099
Inversiones Distrilima S.A.	separado	20.920.370	52.020.415	72.940.785	75.910	-	72.864.875	72.940.785	-	-	-	(3.075)	(3.075)	678.001	19.269.240	(188.679)	19.080.561	4.183.301	23.263.862
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	101.081.687	676.359.740	777.441.427	187.023.057	281.507.116	308.911.254	777.441.427	409.358.260	(276.160.443)	133.197.817	99.938.883	77.435.107	(11.399.931)	66.634.962	(19.840.780)	46.794.182	18.183.873	64.978.055
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	504.047.794	3.588.078.176	4.092.125.970	797.982.705	1.051.177.396	2.242.965.869	4.092.125.970	1.041.215.414	(854.124.082)	187.091.331	106.817.522	48.354.486	(102.720.209)	128.419.869	(36.368.075)	92.051.795	(86.685.109)	5.366.686
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	51.331.739	202.860.528	254.192.267	33.492.198	52.425.061	168.275.008	254.192.267	141.602.768	(23.762.784)	117.839.984	113.801.316	107.338.530	1.414.749	108.753.279	(24.629.993)	84.123.286	31.487	84.154.773
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	68.286.167	473.689.974	541.976.141	88.211.994	41.975.664	411.788.483	541.976.141	186.150.897	(119.758.064)	66.392.833	55.259.003	40.739.684	20.853.310	61.304.173	(11.884.703)	49.419.470	(2.494)	49.416.976
Endesa Argentina S.A.	separado	2.179.342	43.315.153	45.494.495	594.993	-	44.899.502	45.494.495	-	-	-	(43.926)	(43.926)	246.344	202.418	(71.282)	131.136	1.512.867	1.644.003
Endesa Costanera S.A.	separado	36.476.564	160.998.482	197.475.046	117.075.430	52.504.176	27.895.440	197.475.046	72.153.948	(3.423.004)	68.730.944	29.957.826	13.937.385	(13.648.879)	774.621	5.559.905	6.334.526	968.009	7.302.535
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	49.578.049	147.904.679	197.482.728	54.693.930	43.623.728	99.165.070	197.482.728	30.239.495	(5.704.047)	24.535.448	19.022.786	17.667.048	(947.392)	18.389.978	(5.902.003)	12.487.976	3.453.593	15.941.569
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	228.589.111	1.801.619.258	2.030.208.369	454.396.680	810.442.544	765.369.145	2.030.208.369	525.190.774	(165.225.231)	359.965.543	326.374.200	299.434.360	(23.166.227)	276.274.550	(101.262.186)	175.012.364	(84.540.490)	90.471.874
Generandes Perú S.A.	separado	13.255.720	233.538.302	246.794.022	10.078	-	246.783.944	246.794.022	-	-	-	(28.327)	(28.327)	50.474	34.793.070	-	34.793.070	14.602.802	49.395.872
Edegel S.A.A.	separado	95.859.858	752.272.073	848.131.931	106.976.613	198.659.322	542.495.996	848.131.931	248.775.223	(103.959.244)	144.815.979	119.731.373	87.600.202	(7.731.482)	92.893.865	(23.283.397)	69.610.468	26.818.381	96.428.849
Chinango S.A.C.	separado	7.428.928	117.080.661	124.509.589	9.134.670	41.579.620	73.795.299	124.509.589	28.305.180	(5.944.175)	22.361.005	19.286.278	17.015.116	(681.830)	16.333.286	(4.933.604)	11.399.682	3.024.897	14.424.579
Enel Brasil S.A.	separado	229.682.382	563.539.521	793.221.903	44.504.351	15.112.817	733.604.735	793.221.903	-	-	-	(17.057.428)	(17.149.292)	20.848.667	93.661.883	(6.840.822)	86.821.061	(213.392.265)	(126.571.204)
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	59.923.627	109.281.405	169.205.032	49.311.569	618.326	119.275.137	169.205.032	117.664.635	(86.554.877)	31.109.758	24.987.819	20.574.594	3.171.557	23.746.151	(8.407.995)	15.338.156	(34.044.352)	(18.706.196)
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	34.800.575	75.149.896	109.950.471	23.550.804	3.624.366	82.775.301	109.950.471	71.494.015	(10.972.423)	60.521.592	55.026.546	51.114.633	2.744.961	53.859.594	(18.463.359)	35.396.234	(18.595.660)	16.800.574
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	39.727.759	176.567.036	216.294.795	59.659.601	37.770.219	118.864.975	216.294.795	44.417.273	(2.406.847)	42.010.426	35.936.596	27.590.155	9.142.095	36.732.250	(12.997.201)	23.735.049	(31.759.477)	(8.024.428)
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	18.121.111	1.302.494	19.423.605	12.417.984	22.836.090	(15.830.469)	19.423.605	1.246.054	-	1.246.054	744.695	629.636	(3.927.994)	(3.298.358)	(1.007.087)	(4.305.444)	(552.955)	(4.858.399)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	258.941.259	545.580.095	804.521.354	175.378.374	253.598.620	375.544.360	804.521.354	630.207.698	(446.184.908)	184.022.789	115.410.555	85.578.415	(8.487.808)	77.090.607	(13.103.307)	63.987.301	(106.988.809)	(43.001.508)
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	2.959.259	1.611.653	4.570.912	3.513.607	1.389.949	(332.644)	4.570.912	4.173.123	(2.134.435)	2.038.688	(342.083)	(357.769)	125.378	(232.391)	(557.642)	(790.033)	8.004	(782.029)
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	317.297.613	947.434.856	1.264.732.469	393.875.202	419.009.658	451.847.609	1.264.732.469	792.047.242	(628.323.891)	163.723.351	61.490.191	8.615.445	(19.862.703)	(11.247.258)	143.207	(11.104.051)	(147.093.378)	(158.197.429)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	183.313.755	818.462.419	1.001.776.174	226.273.498	283.582.122	491.920.554	1.001.776.174	658.012.508	(369.206.236)	288.806.272	221.438.214	176.357.900	(21.118.568)	155.222.855	(64.616.749)	90.606.106	(56.697.223)	33.908.883
Inversora Codensa S.A.	separado	495	64	559	1	-	558	559	-	-	-	(193)	(193)	-	(193)	(6)	(199)	(83)	(282)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	241.483.095	540.482.646	781.965.741	551.379.962	227.741.127	2.844.652	781.965.741	448.747.409	(124.913.326)	323.834.084	69.040.759	57.874.251	8.649.702	66.584.732	(399.961)	66.184.771	(346.638)	65.838.133
Generalima, S.A.C.	separado	5.405.266	51.446.304	56.851.570	19.457.255	8.058.579	29.335.736	56.851.570	-	-	-	(1.042.456)	(1.043.366)	(1.248.074)	(110.825)	-	(110.825)	1.785.862	1.675.037
Endesa Cemsa, S.A.	separado	29.203.797	113.568	29.317.365	27.480.115	-	1.837.250	29.317.365	589.988	(896.183)	(306.195)	(2.006.140)	(2.035.703)	598.259	(1.437.444)	(1.173.269)	(2.610.714)	49.894	(2.560.820)
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	34.575.230	101.301.713	135.876.943	12.256.482	59.096.942	64.523.519	135.876.943	45.073.269	(30.256.432)	14.816.836	5.938.146	(1.060.968)	(3.531.245)	(4.465.983)	1.927.846	(2.538.136)	2.161.570	(376.566)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	52.638.689	83.668.890	136.307.579	16.782.269	49.245.969	70.279.341	136.307.579	41.842.104	(19.253.083)	22.589.022	17.511.611	13.424.422	(4.842.496)	8.647.899	(2.516.782)	6.131.118	4.219.891	10.351.009
Grupo Distrilima	Consolidado	118.714.979	676.359.740	795.074.719	183.811.889	281.507.115	329.755.715	795.074.719	409.358.260	(276.160.443)	133.197.817	99.935.808	77.432.032	(10.721.931)	67.309.888	(20.029.459)	47.280.429	19.489.514	66.769.943
Grupo Endesa Chile	Consolidado	929.775.413	6.236.841.472	7.166.616.885	1.330.601.010	2.340.152.125	3.495.863.750	7.166.616.885	2.037.316.241	(996.696.433)	1.040.619.807	836.579.741	666.660.584	(138.591.767)	568.771.201	(204.339.129)	364.432.072	(257.663.745)	106.768.327
Grupo Enel Brasil	Consolidado	751.013.503	1.890.667.595	2.641.681.098	553.750.062	730.565.088	1.357.365.948	2.641.681.098	1.561.860.088	(1.076.060.723)	485.799.365	277.553.640	177.798.520	(21.939.467)	155.859.053	(63.217.256)	92.641.797	(398.989.929)	(306.348.132)
Grupo Generandes Perú	Consolidado	116.342.382	836.426.782	952.769.164	115.919.237	240.238.943	596.610.984	952.769.164	276.760.968	(109.584.373)	167.176.594	138.989.323	104.586.990	(8.362.837)	99.124.284	(28.217.001)	70.907.283	13.921.474	84.828.757
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	87.504.682	311.692.619	399.197.301	171.485.311	94.618.916	133.093.074	399.197.301	102.315.860	(9.127.051)	93.188.809	48.917.687	31.541.509	(14.546.242)	17.976.882	(418.522)	17.558.360	4.618.982	22.177.342
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	235.346.168	209.103.678	444.449.846	28.289.221	46.454.388	369.706.237	444.449.846	145.193.316	(89.693.906)	55.499.410	45.213.282	36.456.581	8.334.235	44.783.031	(10.021.277)	34.761.754	(584.097)	34.177.657

					31-12-2014														
	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios M$	Materias primas y consumibles utilizados M$	Margen de Contribución M$	Resultado Bruto de explotación M$	Resultado de explotación M$	Resultado Financiero M$	Resultado antes de impuesto M$	Impuesto sobre la sociedad M$	Ganacia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
Chilectra S.A.	Consolidado	300.765.618	1.240.468.967	1.541.234.585	244.981.389	72.612.724	1.223.640.472	1.541.234.585	1.127.892.544	(855.757.751)	272.134.792	181.011.575	152.857.560	5.623.543	186.967.506	(36.244.349)	150.723.157	(3.602.592)	147.120.565
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	Consolidado	47.631.734	12.103.210	59.734.944	3.605.662	526.608	55.602.674	59.734.944	12.596.339	(2.146.800)	10.449.539	5.567.964	5.359.685	587.792	27.044.615	(3.029.840)	24.014.775	(39.600)	23.975.175
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	2.214.084	555.542	2.769.626	3.005.476	1.069.158	(1.305.008)	2.769.626	4.978.226	-	4.978.226	(1.498.309)	(1.541.569)	68.519	(1.473.050)	105.583	(1.367.466)	(162.551)	(1.530.017)
Inversiones Distrilima S.A.	separado	15.272.519	48.854.638	64.127.157	76.273	-	64.050.884	64.127.157	-	-	-	(12.705)	(12.705)	1.212.945	18.308.552	(361.797)	17.946.755	2.959.092	20.905.847
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	127.665.327	587.886.652	715.551.979	164.991.090	271.208.225	279.352.664	715.551.979	478.699.891	(315.115.521)	163.584.370	119.243.469	90.986.079	(11.494.112)	79.523.877	(19.790.239)	59.733.639	13.438.385	73.172.024
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	560.876.230	3.507.579.867	4.068.456.097	773.846.300	917.950.372	2.376.659.425	4.068.456.097	1.180.478.031	(1.062.428.719)	118.049.313	17.064.677	(135.048.532)	(83.048.732)	164.538.279	5.198.626	169.736.906	(101.261.071)	68.475.835
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	75.414.557	209.069.274	284.483.831	59.142.217	53.952.811	171.388.803	284.483.831	227.886.302	(34.362.209)	193.524.093	188.824.599	180.521.784	955.150	181.476.935	(38.314.654)	143.162.280	(51.043)	143.111.237
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	77.067.775	450.573.978	527.641.753	110.849.007	30.918.614	385.874.132	527.641.753	318.959.142	(196.105.061)	122.854.082	107.687.954	91.702.959	18.891.133	110.594.093	(20.693.726)	89.900.366	(604)	89.899.762
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	19.183.735	7.107.942	26.291.677	3.709.123	1.789.703	20.792.851	26.291.677	10.484.435	(3.751)	10.480.684	9.152.206	6.547.832	82.925	6.630.757	(800.038)	5.830.719	(12.156)	5.818.563
Endesa Argentina S.A.	separado	1.924.047	42.081.267	44.005.314	749.815	-	43.255.499	44.005.314	-	-	-	(57.903)	(57.903)	588.091	530.188	(189.589)	340.599	(5.299.756)	(4.959.157)
Endesa Costanera S.A.	separado	31.868.372	154.649.134	186.517.506	108.956.607	56.967.994	20.592.905	186.517.506	75.193.639	(6.777.139)	68.416.500	29.619.143	13.701.504	46.699.311	60.497.602	(14.964.948)	45.532.654	3.989.198	49.521.852
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	22.930.536	137.891.546	160.822.082	31.540.350	46.058.232	83.223.500	160.822.082	30.173.576	(8.427.057)	21.746.518	16.090.917	14.338.493	2.101.221	16.965.869	(5.929.047)	11.036.822	(8.763.212)	2.273.610
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	329.672.209	1.782.307.979	2.111.980.188	500.414.812	883.041.284	728.524.092	2.111.980.188	753.385.348	(220.460.069)	532.925.279	494.084.840	449.490.365	(34.591.411)	414.973.137	(126.151.739)	288.821.398	(73.145.883)	215.675.515
Generandes Perú S.A.	separado	3.473.185	219.325.990	222.799.175	3.148.425	-	219.650.750	222.799.175	-	-	-	(116.329)	(116.329)	2.240	46.503.610	-	46.503.610	12.303.680	58.807.290
Edegel S.A.A.	separado	110.164.628	720.449.664	830.614.292	85.724.692	235.667.176	509.222.424	830.614.292	319.346.826	(127.881.082)	191.465.744	161.105.457	121.654.584	(6.281.794)	131.544.215	(25.404.816)	106.139.399	23.688.400	129.827.799
Chinango S.A.C.	separado	8.439.096	111.912.667	120.351.763	7.433.439	39.382.244	73.536.080	120.351.763	34.656.130	(6.061.046)	28.595.084	23.773.307	19.619.464	(987.683)	18.631.781	(3.620.360)	15.011.421	3.041.428	18.052.849
Enel Brasil S.A.	separado	198.803.856	728.752.116	927.555.972	6.224.235	18.531.060	902.800.677	927.555.972	-	-	-	(10.160.775)	(10.314.474)	27.502.175	188.852.384	(24.686.207)	164.166.176	17.806.175	181.972.351
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	87.327.393	134.284.880	221.612.273	63.772.100	746.476	157.093.697	221.612.273	210.793.165	(158.318.428)	52.474.737	43.685.496	36.994.098	(427.163)	36.566.936	(12.676.193)	23.890.743	3.336.545	27.227.288
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	47.664.376	100.003.024	147.667.400	37.718.853	1.171.987	108.776.560	147.667.400	158.965.069	(72.988.916)	85.976.152	78.633.209	71.852.510	6.953.799	78.806.309	(7.617.686)	71.188.623	(212.540)	70.976.083
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	44.361.955	230.817.235	275.179.190	107.201.716	6.527.878	161.449.596	275.179.190	67.700.328	(3.343.111)	64.357.217	54.518.387	40.083.633	13.131.369	53.215.002	(19.092.627)	34.122.374	2.426.463	36.548.837
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	15.584.323	2.421.427	18.005.750	10.519.818	18.458.001	(10.972.069)	18.005.750	1.622.003	-	1.622.003	1.169.376	1.017.867	(10.464.633)	(9.446.765)	(718.950)	(10.165.715)	238.183	(9.927.532)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	268.129.640	669.313.258	937.442.898	167.577.487	341.179.908	428.685.503	937.442.898	876.944.301	(606.422.198)	270.522.103	171.230.201	117.379.884	(68.220.958)	49.158.926	8.091.449	57.250.375	6.084.384	63.334.759
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	6.136.466	1.893.079	8.029.545	5.162.409	2.266.733	600.403	8.029.545	5.537.295	(2.649.496)	2.887.799	611.350	508.118	262.046	770.164	(754.491)	15.673	56.856	72.529
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	320.891.004	1.104.657.097	1.425.548.101	215.091.583	589.157.241	621.299.277	1.425.548.101	1.092.281.884	(707.301.383)	384.980.502	257.576.731	183.845.670	(106.657.268)	77.188.402	(26.650.546)	50.537.856	6.281.883	56.819.739
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	254.295.501	922.713.629	1.177.009.130	337.839.513	358.873.769	480.295.848	1.177.009.130	982.770.698	(547.593.754)	435.176.944	336.375.500	261.975.074	(26.624.088)	235.397.500	(82.240.147)	153.157.353	(49.593.528)	103.563.825
Inversora Codensa S.A.	separado	853	72	925	86	-	839	925	-	-	-	(49)	(49)	-	(49)	(8)	(57)	(54)	(111)
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	409.109.176	405.106.897	814.216.073	739.412.769	137.796.785	(62.993.481)	814.216.073	371.411.786	(161.995.239)	209.416.546	(37.897.127)	(51.229.198)	(38.408.033)	(89.602.510)	3.792.056	(85.810.453)	(5.608.787)	(91.419.240)
Generalima, S.A.C.	separado	5.388.518	47.434.910	52.823.428	18.110.685	7.052.044	27.660.699	52.823.428	-	-	-	(1.029.910)	(1.031.105)	(1.029.672)	(1.157.449)	-	(1.157.449)	2.137.860	980.411
Endesa Cemsa, S.A.	separado	28.225.495	873.712	29.099.207	24.701.137	-	4.398.070	29.099.207	1.280.939	(203.349)	1.077.590	(803.614)	(834.067)	456.221	(377.846)	36.614	(341.232)	(594.259)	(935.491)
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	27.292.922	72.509.102	99.802.024	19.318.481	15.583.458	64.900.085	99.802.024	61.606.091	(34.976.794)	26.629.297	15.187.192	9.464.772	(27.337.694)	(17.833.553)	(6.292.935)	(24.126.488)	6.343.207	(17.783.281)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	43.338.830	80.059.964	123.398.794	13.222.522	47.895.051	62.281.221	123.398.794	50.848.925	(20.916.046)	29.932.879	23.494.631	17.583.296	(5.339.890)	12.252.291	(3.166.090)	9.086.201	4.030.841	13.117.042
Grupo Distrilima	Consolidado	142.931.833	587.886.652	730.818.485	165.061.351	271.208.225	294.548.909	730.818.485	478.694.847	(315.115.521)	163.579.326	119.230.764	90.973.374	(10.281.167)	80.724.117	(20.152.036)	60.572.081	14.254.102	74.826.183
Grupo Endesa Chile	Consolidado	1.038.057.559	6.199.614.342	7.237.671.901	1.392.737.593	2.321.047.965	3.523.886.343	7.237.671.901	2.446.534.314	(1.119.458.198)	1.327.076.115	1.094.981.140	875.320.583	(68.781.874)	857.125.255	(238.152.509)	618.972.747	(103.941.898)	515.030.849
Grupo Enel Brasil	Consolidado	854.733.662	2.303.015.000	3.157.748.662	481.334.130	959.822.163	1.716.592.369	3.157.748.662	2.269.559.959	(1.405.383.543)	864.176.416	598.417.264	442.290.345	(145.647.045)	296.643.299	(85.139.697)	211.503.603	23.085.739	234.589.342
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565	937.524.103	95.676.185	275.049.420	566.798.498	937.524.103	353.794.700	(133.734.610)	220.060.090	184.762.435	141.157.719	(7.267.237)	140.375.290	(29.025.176)	111.350.114	23.873.097	135.223.211
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238	353.125.079	140.459.888	101.749.459	110.915.732	353.125.079	105.265.323	(15.204.196)	90.061.127	45.630.444	27.960.381	49.186.700	77.616.469	(21.104.876)	56.511.593	(5.660.609)	50.850.984
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717	414.169.914	29.892.670	48.748.663	335.528.581	414.169.914	179.474.707	(99.313.387)	80.161.320	59.020.205	46.178.851	(4.406.559)	41.772.291	(12.407.764)	29.364.528	51.288.697	80.653.225

41. HECHOS POSTERIORES.

No se han producido hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre 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 30/09/2015			% 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 Energía 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	Electrica 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	Panama	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 Cemsa 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 30/09/2015			% 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 Electrica 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	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4)	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Trasnporte 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 al 30 de septiembre de 2015				% Control 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 al 30 de septiembre de 2015				% Control 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 30/09/2015			% 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 Regacificación de Gas Natural Licuado
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.091.595-5	Aysén Energía S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
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 Martin	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

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo forma parte de la nota 20 “Otros pasivos financieros”.
A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2015	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2015	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2014
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	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$	M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	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$	M$
Chile	US$	5,98%	574.764	-	**574.764**	-	-	-	-	-	**-**	20.269	1.020.576	**1.040.845**	-	-	-	-	-	**-**
Chile	Ch$	5,50%	615	-	**615**	-	-	-	-	-	**-**	714	-	**714**	-	-	-	-	-	**-**
Perú	US$	2,35%	1.150.824	28.456.241	**29.607.065**	4.205.622	19.746.552	592.873	-	-	**24.545.047**	2.914.574	9.996.364	**12.910.938**	40.274.383	18.781.256	16.391.794	256.394	-	**75.703.827**
Perú	Soles	5,07%	17.805.459	1.044.972	**18.850.431**	3.463.847	24.625.149	-	-	-	**28.088.996**	326.274	978.819	**1.305.093**	1.305.094	3.209.741	22.772.683	-	-	**27.287.518**
Argentina	US$	13,06%	3.979.603	3.839.835	**7.819.438**	2.626.217	-	-	-	-	**2.626.217**	2.808.939	12.054.341	**14.863.280**	1.039.398	-	-	-	-	**1.039.398**
Argentina	$ Arg	33,54%	5.871.276	8.666.679	**14.537.955**	-	-	-	-	-	**-**	8.287.625	12.035.817	**20.323.442**	7.968.912	188.784	-	-	-	**8.157.696**
Colombia	$ Col	10,46%	63.516.739	86.943.486	**150.460.225**	13.586.099	12.946.231	12.306.362	11.666.493	35.793.758	**86.298.943**	1.401.291	4.203.875	**5.605.166**	10.766.379	15.367.075	14.619.719	13.872.363	48.015.897	**102.641.433**
Brasil	Real	5,94%	12.394.599	10.465.843	**22.860.442**	33.847.231	37.586.247	33.527.077	21.292.577	-	**126.253.132**	1.856.705	5.570.115	**7.426.820**	7.426.820	27.647.361	25.171.755	22.696.148	-	**82.942.084**
			105.293.879	**139.417.056**	**244.710.935**	**57.729.016**	**94.904.179**	**46.426.312**	**32.959.070**	**35.793.758**	**267.812.335**	**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**

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	30 de septiembre 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	Ampla Energía S.A.	Brasil	Banco do Brasil	Real	13,58%	13,71%	776.429	2.329.287	3.105.716	3.105.717	9.868.663	8.833.424	7.798.186	-	29.605.990	831.094	2.493.282	3.324.376	3.324.376	13.139.191	12.031.066	10.922.940	-	39.417.573
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bradesco	Real	5,20%	5,20%	8.905.985	-	8.905.985	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	CGTF S.A.	Brasil	IFC - C	US$	12,18%	12,32%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	132	-	132	-	-	-	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Líneas de crédito	Ch$	6,00%	6,00%	29	-	29	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Scotiabank	US$	3,98%	3,96%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	353.913	1.051.014	1.404.927	1.376.324	1.347.722	15.345.293	-	-	18.069.339
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco de Credito del Perú	US$	2,12%	2,01%	295.857	881.570	1.177.427	1.161.422	18.091.967	-	-	-	19.253.389	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Bank Of Nova Scotia	US$	3,18%	3,01%	465.218	1.376.092	1.841.310	1.789.142	439.134	-	-	-	2.228.276	411.404	1.217.828	1.629.232	1.585.546	1.541.859	-	-	-	3.127.405
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Bank Of Nova Scotia	US$	3,48%	3,40%	327.380	967.286	1.294.666	1.255.058	1.215.451	592.873	-	-	3.063.382	289.876	857.071	1.146.947	1.113.465	1.079.983	1.046.501	256.394	-	3.496.343
Extranjero	Codensa	Colombia	Citibank Colombia	$ Col	4,40%	4,32%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.025.611	3.076.833	4.102.444	4.102.444	14.508.170	13.140.689	11.773.208	-	43.524.511
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Banco Itaú Brasil	Real	14,17%	14,40%	935.236	2.805.708	3.740.944	11.916.275	10.669.294	9.422.313	-	-	32.007.882	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Banco do Brasil	Real	13,46%	13,70%	1.776.949	5.330.848	7.107.797	18.825.239	17.048.290	15.271.340	13.494.391	-	64.639.260	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	US$	3,44%	3,36%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.807.054	6.713.471	8.520.525	14.284.700	14.811.692	-	-	-	29.096.392
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Bank Nova Scotia	US$	1,02%	1,00%	62.369	25.231.293	25.293.662	-	-	-	-	-	-	52.327	156.980	209.307	21.914.348	-	-	-	-	21.914.348
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco de Interbank	Soles	6,90%	6,73%	36.998	110.994	147.992	2.218.542	-	-	-	-	2.218.542	34.654	103.961	138.615	138.615	2.043.262	-	-	-	2.181.877
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco de Interbank	Soles	5,83%	5,71%	66.377	199.132	265.509	265.509	4.665.972	-	-	-	4.931.481	62.168	186.505	248.673	248.674	248.674	4.308.038	-	-	4.805.386
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	41.280	123.840	165.120	165.121	3.363.897	-	-	-	3.529.018	38.673	116.018	154.691	154.691	154.691	3.112.021	-	-	3.421.403
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	68.823	206.469	275.292	275.292	5.606.556	-	-	-	5.881.848	64.454	193.361	257.815	257.815	257.815	5.186.700	-	-	5.702.330
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	66.047	198.141	264.188	264.188	5.382.233	-	-	-	5.646.421	61.860	185.579	247.439	247.438	247.438	4.979.205	-	-	5.474.081
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	68.799	206.396	275.195	275.195	5.606.491	-	-	-	5.881.686	64.465	193.395	257.860	257.861	257.861	5.186.719	-	-	5.702.441
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Banco de Interbank	Soles	4,42%	4,35%	13.069.875	-	13.069.875	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Peru	Banco Scotiabank	Soles	4,55%	4,47%	4.387.260	-	4.387.260	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Ciudad de Buenos Aires	$ Arg	34,64%	30,07%	1.272.975	-	1.272.975	-	-	-	-	-	-	1.216.089	2.519.698	3.735.787	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Provincia de Buenos Aires	$ Arg	38,20%	32,79%	123.817	116.309	240.126	-	-	-	-	-	-	457.020	-	457.020	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Itaú Argentina	$ Arg	33,19%	29,00%	89.130	235.563	324.693	89.371	-	-	-	-	89.371	249.211	658.584	907.795	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	$ Arg	29,74%	26,91%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	810.407	750.273	1.560.680	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	$ Arg	33,08%	29,63%	120.037	638.591	758.628	-	-	-	-	-	-	576.612	-	576.612	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	ICB Argentina	$ Arg	34,06%	29,50%	62.270	-	62.270	-	-	-	-	-	-	310.712	-	310.712	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco Corpbanca	$ Col	8,39%	8,22%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	373.517	1.120.552	1.494.069	2.847.830	4.052.184	3.852.974	3.653.765	12.622.968	27.029.721
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	BBVA Colombia	$ Col	6,71%	6,60%	902.606	2.707.818	3.610.424	10.088.020	9.606.631	9.125.241	8.643.851	26.462.533	63.926.276	1.027.774	3.083.323	4.111.097	7.918.549	11.314.891	10.766.745	10.218.598	35.392.929	75.611.712
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Bogota	$ Col	6,74%	6,63%	297.148	891.445	1.188.593	3.498.079	3.339.600	3.181.121	3.022.642	9.331.225	22.372.667	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	AV VILLAS	$ Col	5,62%	5,51%	150.501	11.073.544	11.224.045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	AV VILLAS	$ Col	5,50%	5,38%	8.135.175	-	8.135.175	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	BBVA Colombia	$ Col	5,67%	5,53%	2.909.832	-	2.909.832	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Citibank Colombia	$ Col	5,51%	5,38%	6.539.972	-	6.539.972	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Citibank Colombia	$ Col	5,73%	5,61%	9.383.275	-	9.383.275	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Citibank Colombia	$ Col	5,57%	5,46%	73.418	5.199.636	5.273.054	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	BBVA Colombia	$ Col	5,76%	5,64%	24.968.484	-	24.968.484	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Bogota	$ Col	5,90%	5,81%	9.316.392	-	9.316.392	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Bogota	$ Col	6,26%	6,12%	621.690	53.041.077	53.662.767	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco de Bogota	$ Col	6,27%	6,12%	171.946	11.087.840	11.259.786	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco Davivienda	$ Col	6,30%	6,15%	46.300	2.942.126	2.988.426	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Citibank	$ Arg	28,00%	28,00%	635.804	-	635.804	-	-	-	-	-	-	749.636	-	749.636	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	B.N.P. Paribas	US$	6,32%	5,98%	574.764	-	574.764	-	-	-	-	-	-	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-	-	-	-

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 septiembre 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
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander	Ch$	6,00%	6,00%	582	-	582	-	-	-	-	-	-	582	-	582	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	$ Arg	51,47%	42,24%	103.402	851.851	955.253	633.817	-	-	-	-	633.817	308.554	836.632	1.145.186	990.314	-	-	-	-	990.314
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itaú Argentina	$ Arg	55,08%	44,68%	38.656	322.179	360.835	273.823	-	-	-	-	273.823	119.500	337.442	456.942	390.884	27.716	-	-	-	418.600
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Río	$ Arg	44,17%	37,14%	26.023	203.438	229.461	170.421	-	-	-	-	170.421	70.593	200.874	271.467	236.632	17.012	-	-	-	253.644
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Supervielle	$ Arg	49,97%	41,21%	45.035	327.994	373.029	270.030	-	-	-	-	270.030	112.554	319.053	431.607	372.729	26.615	-	-	-	399.344
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	$ Arg	45,11%	37,81%	143.732	1.071.616	1.215.348	887.471	-	-	-	-	887.471	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$	14,84%	13,92%	1.231.715	1.191.823	2.423.538	-	-	-	-	-	-	122.704	2.324.204	2.446.908	1.039.398	-	-	-	-	1.039.398
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	ICB Argentina	$ Arg	51,99%	42,59%	49.097	364.248	413.345	301.284	-	-	-	-	301.284	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%	1.372.167	1.323.295	2.695.462	-	-	-	-	-	-	1.331.375	4.844.938	6.176.313	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Standard Bank	US$	13,40%	12,78%	687.768	662.321	1.350.089	-	-	-	-	-	-	667.376	2.425.364	3.092.740	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	US$	13,40%	12,78%	687.953	662.396	1.350.349	-	-	-	-	-	-	687.484	2.459.835	3.147.319	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Macro	$ Arg	30,56%	27,87%	1.517.506	-	1.517.506	-	-	-	-	-	-	1.522.852	-	1.522.852	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Santander - Sindicado IV	$ Arg	36,21%	32,11%	384.443	1.062.757	1.447.200	-	-	-	-	-	-	306.765	1.185.867	1.492.632	1.023.289	-	-	-	-	1.023.289
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau- Sindicado IV	$ Arg	36,21%	32,11%	351.974	961.994	1.313.968	-	-	-	-	-	-	273.493	1.057.510	1.331.003	912.706	-	-	-	-	912.706
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Galicia - Sindicado IV	$ Arg	36,21%	32,11%	330.218	911.531	1.241.749	-	-	-	-	-	-	262.403	1.014.727	1.277.130	875.846	-	-	-	-	875.846
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado IV	$ Arg	36,21%	32,11%	104.127	294.444	398.571	-	-	-	-	-	-	86.271	335.251	421.522	290.454	-	-	-	-	290.454
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Ciudad -Sindicado IV	$ Arg	36,21%	32,11%	44.395	122.549	166.944	-	-	-	-	-	-	34.894	135.536	170.430	117.383	-	-	-	-	117.383
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	ICB Argentina	$ Arg	36,21%	32,11%	428.635	1.181.615	1.610.250	-	-	-	-	-	-	340.037	1.314.222	1.654.259	1.133.871	-	-	-	-	1.133.871
			Totales				105.293.879	139.417.056	244.710.935	57.729.016	94.904.179	46.426.312	32.959.070	35.793.758	267.812.335	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

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

d. Resumen de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2015	Vencimiento					Total No Corriente al 30/09/2015	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2014
			Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	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$	M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	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$	M$
Chile	US$	6,93%	10.273.795	30.821.386	**41.095.181**	206.656.042	29.045.363	29.045.363	29.045.363	822.088.182	**1.115.880.313**	11.857.865	152.626.256	**164.484.121**	188.522.289	25.581.811	25.581.811	25.581.811	734.182.951	**999.450.673**
Chile	U.F.	5,57%	11.198.151	24.836.109	**36.034.260**	35.332.611	34.622.300	45.229.052	54.614.341	367.840.025	**537.638.329**	9.168.367	35.341.359	**44.509.726**	43.719.963	42.919.926	42.109.023	52.020.539	441.830.545	**622.599.996**
Perú	US$	6,50%	643.105	15.802.221	**16.445.326**	1.708.052	8.404.166	6.684.298	7.821.502	10.176.403	**34.794.421**	4.424.492	1.630.232	**6.054.724**	14.072.738	1.443.269	7.173.013	5.691.115	15.362.941	**43.743.076**
Perú	Soles	6,44%	3.892.585	29.556.141	**33.448.726**	31.100.971	17.283.144	58.796.943	27.275.018	179.609.325	**314.065.401**	8.992.510	33.040.637	**42.033.147**	30.115.012	32.058.804	11.190.625	39.655.619	189.474.327	**302.494.387**
Colombia	$ Col	9,34%	21.985.839	96.854.033	**118.839.872**	204.414.310	120.770.930	201.107.826	107.531.134	708.802.983	**1.342.627.183**	86.056.574	65.385.741	**151.442.315**	121.885.126	217.675.920	191.934.482	150.687.586	877.507.340	**1.559.690.454**
Brasil	Real	15,61%	19.318.740	62.269.215	**81.587.955**	123.259.310	92.571.085	67.208.666	-	-	**283.039.061**	11.340.152	58.273.250	**69.613.402**	119.821.286	131.772.248	107.403.868	52.740.514	-	**411.737.916**
			67.312.215	**260.139.105**	**327.451.320**	**602.471.296**	**302.696.988**	**408.072.148**	**226.287.358**	**2.088.516.918**	**3.628.044.708**	**131.839.960**	**346.297.475**	**478.137.435**	**518.136.414**	**451.451.978**	**385.392.822**	**326.377.184**	**2.258.358.104**	**3.939.716.502**

e. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	30 de septiembre 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	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª Serie 16	Brasil	Real	13,66%	13,75%	351.465	10.997.551	11.349.016	-	-	-	-	-	-	781.789	14.938.243	15.720.032	14.156.454	-	-	-	-	14.156.454
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	13,71%	13,89%	602.964	10.306.232	10.909.196	9.703.268	-	-	-	-	9.703.268	657.480	1.972.439	2.629.919	13.403.776	12.088.817	-	-	-	25.492.593
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	14,69%	14,91%	969.319	2.907.958	3.877.277	12.460.695	11.168.269	9.875.843	-	-	33.504.807	2.077.536	6.232.607	8.310.143	8.310.143	30.018.631	27.248.583	24.478.536	-	90.055.893
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	13,55%	18,97%	1.434.144	17.938.951	19.373.095	17.460.909	15.548.716	-	-	-	33.009.625	1.867.488	5.602.465	7.469.953	23.248.180	20.758.200	18.268.216	-	-	62.274.596
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	15,35%	16,89%	2.537.370	7.612.110	10.149.480	31.342.823	27.959.670	24.576.510	-	-	83.879.003	2.521.703	7.565.110	10.086.813	10.086.813	34.986.514	31.624.249	28.261.978	-	104.959.554
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	14,69%	14,91%	969.319	2.907.958	3.877.277	12.460.695	11.168.269	9.875.843	-	-	33.504.807	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Codensa	Colombia	B102	Colombia	$ Col	10,29%	9,92%	2.157.845	6.473.535	8.631.380	91.989.397	-	-	-	-	91.989.397	2.078.386	6.235.159	8.313.545	8.313.545	101.452.870	-	-	-	109.766.415
Extranjera	Codensa	Colombia	B103	Colombia	$ Col	10,20%	9,84%	448.446	1.345.339	1.793.785	1.793.786	1.793.786	18.363.891	-	-	21.951.463	433.414	1.300.241	1.733.655	1.733.654	1.733.654	22.040.062	-	-	25.507.370
Extranjera	Codensa	Colombia	B604	Colombia	$ Col	8,50%	8,25%	675.099	32.921.809	33.596.908	-	-	-	-	-	-	630.368	1.891.104	2.521.472	37.225.610	-	-	-	-	37.225.610
Extranjero	Codensa	Colombia	Bonos B12-13	Colombia	$ Col	9,42%	9,11%	994.458	2.983.373	3.977.831	3.977.830	3.977.830	3.977.830	3.977.830	63.849.273	79.760.593	946.989	2.840.966	3.787.955	3.787.954	3.787.954	3.787.954	3.787.954	71.487.573	86.639.389
Extranjero	Codensa	Colombia	Bonos B5-13	Colombia	$ Col	8,50%	8,24%	846.580	2.539.740	3.386.320	3.386.320	3.386.320	41.245.882	-	-	48.018.522	790.923	2.372.770	3.163.693	3.163.694	3.163.694	49.010.829	-	-	55.338.217
Extranjero	Codensa	Colombia	Bonos B7-14	Colombia	$ Col	8,10%	7,86%	826.257	2.478.771	3.305.028	3.305.028	3.305.028	3.305.028	3.305.028	44.734.493	57.954.605	834.666	2.503.998	3.338.664	3.338.664	3.338.664	3.338.664	3.338.664	52.801.231	66.155.887
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Itaú 1	Brasil	Real	13,63%	13,84%	9.566.373	935.097	10.501.470	9.254.674	-	-	-	-	9.254.674	686.017	13.717.969	14.403.986	13.031.952	-	-	-	-	13.031.952
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Itaú 2	Brasil	Real	17,07%	17,72%	2.887.786	8.663.358	11.551.144	30.576.246	26.726.161	22.880.470	-	-	80.182.877	2.748.139	8.244.417	10.992.556	37.583.968	33.920.086	30.262.820	-	-	101.766.874
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	85.817	257.452	343.269	343.269	343.269	343.269	343.269	6.023.749	7.396.825	80.157	240.472	320.629	320.629	320.629	320.629	320.629	5.880.850	7.163.366
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	85.392	256.177	341.569	341.570	341.570	5.707.670	-	-	6.390.810	79.761	239.282	319.043	319.042	319.042	319.042	5.265.385	-	6.222.511
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US$	6,44%	6,34%	108.581	325.742	434.323	434.323	434.323	434.323	434.323	10.176.403	11.913.695	91.749	275.246	366.995	366.994	366.994	366.994	366.994	9.039.318	10.507.294
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US$	7,93%	7,78%	108.759	326.277	435.036	435.036	435.036	5.854.163	-	-	6.724.235	91.899	275.698	367.597	367.597	367.597	367.597	4.989.668	-	6.092.459
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Continental	Perú	US$	7,25%	7,13%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.881.082	-	3.881.082	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,73%	6,63%	113.395	7.255.955	7.369.350	-	-	-	-	-	-	95.816	287.449	383.265	6.296.355	-	-	-	-	6.296.355
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,09%	6,00%	102.697	7.265.227	7.367.924	-	-	-	-	-	-	86.777	260.331	347.108	6.333.114	-	-	-	-	6.333.114
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,57%	6,47%	110.720	332.161	442.881	442.881	7.138.995	-	-	-	7.581.876	93.556	280.669	374.225	374.225	374.225	6.103.969	-	-	6.852.419
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	5,86%	5,78%	98.953	296.859	395.812	395.812	395.812	395.812	7.387.179	-	8.574.615	83.613	250.839	334.452	334.453	334.453	334.453	334.453	6.323.623	7.661.435
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	59.210	3.411.711	3.470.921	-	-	-	-	-	-	55.213	165.638	220.851	3.194.800	-	-	-	-	3.194.800
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	60.213	4.083.492	4.143.705	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	78.685	3.930.808	4.009.493	-	-	-	-	-	-	75.819	227.458	303.277	3.682.353	-	-	-	-	3.682.353
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	118.657	5.979.359	6.098.016	-	-	-	-	-	-	110.739	332.216	442.955	5.600.079	-	-	-	-	5.600.079
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141.246	8.362.253	8.503.499	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	96.863	5.616.754	5.713.617	-	-	-	-	-	-	90.771	272.312	363.083	5.260.818	-	-	-	-	5.260.818
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	67.470	4.085.912	4.153.382	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	121.605	364.816	486.421	486.422	486.422	486.422	6.953.520	-	8.412.786	113.501	340.502	454.003	454.003	454.003	454.003	454.003	6.397.801	8.213.813
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.163.298	-	5.163.298	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	152.149	456.446	608.595	608.595	608.595	608.595	608.595	12.012.529	14.446.909	141.902	425.707	567.609	567.609	567.609	567.609	567.609	11.672.179	13.942.615
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	76.743	230.228	306.971	306.970	306.970	4.440.746	-	-	5.054.686	71.597	214.790	286.387	286.387	286.387	286.387	4.087.287	-	4.946.448
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Fondo -Fosersoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	133.501	6.228.634	6.362.135	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Intersequro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	137.353	412.059	549.412	549.412	549.412	549.412	549.412	9.546.747	11.744.395	128.125	384.374	512.499	512.499	512.499	512.499	512.499	9.322.674	11.372.670
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	165.743	497.230	662.973	662.974	662.974	662.974	662.974	15.072.515	17.724.411	154.600	463.801	618.401	618.402	618.402	618.402	618.402	14.100.867	16.574.475
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	140.253	420.760	561.013	561.013	561.013	561.013	561.013	14.827.688	17.071.740	130.791	392.374	523.165	523.166	523.166	523.166	523.166	13.871.576	15.964.240

f. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	30 de septiembre 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
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	108.759	326.276	435.035	435.034	435.034	435.034	435.034	10.924.521	12.664.657	102.093	306.280	408.373	408.374	408.374	408.374	408.374	10.543.055	12.176.551
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	115.488	346.463	461.951	6.777.105	-	-	-	-	6.777.105	107.787	323.360	431.147	431.146	6.238.848	-	-	-	6.669.994
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,06%	6,94%	70.965	212.894	283.859	283.859	4.385.732	-	-	-	4.669.591	66.200	198.600	264.800	264.800	4.306.155	-	-	-	4.570.955
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	183.662	550.986	734.648	734.648	734.648	734.648	11.519.483	-	13.723.427	171.606	514.819	686.425	686.425	686.425	686.425	686.425	10.616.171	13.361.871
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	140.694	422.081	562.775	562.775	562.775	562.775	562.775	14.924.544	17.175.644	131.472	394.416	525.888	525.889	525.889	525.889	525.889	13.962.937	16.066.493
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	176.864	530.593	707.457	707.458	707.458	707.458	707.458	10.963.966	13.793.798	165.257	495.772	661.029	661.029	661.029	661.029	661.029	10.764.497	13.408.613
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	240.760	722.280	963.040	963.041	963.041	963.041	963.041	25.695.301	29.547.465	224.939	674.816	899.755	899.755	899.755	899.755	899.755	24.037.040	27.636.060
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	368.891	1.106.674	1.475.565	1.475.565	1.475.565	1.475.565	1.475.565	22.552.859	28.455.119	345.808	1.037.423	1.383.231	1.383.230	1.383.230	1.383.230	1.383.230	22.161.415	27.694.335
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	207.113	621.339	828.452	828.452	828.452	828.452	828.452	15.293.510	18.607.318	194.336	583.009	777.345	777.345	777.345	777.345	777.345	14.910.973	18.020.353
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	317.911	953.732	1.271.643	1.271.643	1.271.643	22.645.844	-	-	25.189.130	299.678	899.035	1.198.713	1.198.713	1.198.713	1.198.713	20.916.464	-	24.512.603
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	276.107	828.320	1.104.427	1.104.427	1.104.427	1.104.427	1.104.427	21.771.396	26.189.104	262.032	786.096	1.048.128	1.048.128	1.048.128	1.048.128	1.048.128	21.232.292	25.424.804
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,81%	4,76%	128.365	385.095	513.460	11.142.595	-	-	-	-	11.142.595	122.598	367.794	490.392	490.391	10.323.176	-	-	-	10.813.567
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	6,03%	238.536	715.608	954.144	954.144	954.144	15.979.598	-	-	17.887.886	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A-10	Colombia	$ Col	8,87%	8,59%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	53.979.516	-	53.979.516	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A102	Colombia	$ Col	8,87%	8,59%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	10.281.812	-	10.281.812	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B09-09	Colombia	$ Col	10,92%	10,50%	1.253.852	3.761.556	5.015.408	5.015.408	53.043.882	-	-	-	58.059.290	1.213.148	3.639.445	4.852.593	4.852.593	4.852.593	58.216.407	-	-	67.921.593
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B10	Colombia	$ Col	10,79%	10,38%	909.854	2.729.563	3.639.417	3.639.417	3.639.417	37.360.749	-	-	44.639.583	882.562	2.647.687	3.530.249	3.530.250	3.530.250	3.530.250	41.216.421	-	51.807.171
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B-103	Colombia	$ Col	10,13%	10,13%	967.282	2.901.847	3.869.129	39.682.457	-	-	-	-	39.682.457	982.211	2.946.634	3.928.845	3.928.846	43.805.925	-	-	-	47.734.771
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B12	Colombia	$ Col	11,13%	10,69%	524.460	1.573.380	2.097.840	2.097.840	2.097.840	2.097.840	2.097.840	21.809.019	30.200.379	509.006	1.527.019	2.036.025	2.036.026	2.036.026	2.036.026	2.036.026	25.961.808	34.105.912
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B15	Colombia	$ Col	11,12%	10,68%	324.810	974.430	1.299.240	1.299.241	1.299.241	1.299.241	1.299.241	16.867.911	22.064.875	316.557	949.671	1.266.228	1.266.228	1.266.228	1.266.228	1.266.228	19.363.519	24.428.431
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B6-13	Colombia	$ Col	9,19%	8,89%	241.966	725.897	967.863	967.862	967.862	12.039.607	-	-	13.975.331	228.103	684.309	912.412	912.412	912.412	912.412	13.233.669	-	15.970.905
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B6-14	Colombia	$ Col	8,32%	8,08%	482.015	1.446.045	1.928.060	1.928.060	1.928.060	1.928.060	25.919.110	-	31.703.290	453.662	1.360.986	1.814.648	1.814.647	1.814.647	1.814.647	1.814.647	28.677.414	35.936.002
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos exterior	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	512.659	1.537.978	2.050.637	2.050.638	2.050.638	2.050.638	2.050.638	20.838.421	29.040.973	581.078	1.743.234	2.324.312	2.324.312	2.324.312	2.324.312	2.324.312	25.362.714	34.659.962
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos quimbo	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	3.684.084	11.052.253	14.736.337	14.736.337	14.736.337	14.736.337	14.736.337	149.749.523	208.694.871	4.175.756	12.527.267	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	182.262.097	249.074.189
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10	Colombia	$ Col	8,43%	8,17%	1.346.459	4.039.377	5.385.836	5.385.835	5.385.835	5.385.835	5.385.835	79.301.046	100.844.386	1.246.095	3.738.285	4.984.380	4.984.380	4.984.380	4.984.380	4.984.380	91.102.169	111.039.689
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	$ Col	8,75%	8,48%	859.064	2.577.193	3.436.257	3.436.258	3.436.258	3.436.258	3.436.258	54.349.316	68.094.348	816.008	2.448.025	3.264.033	3.264.033	3.264.033	3.264.033	3.264.033	61.737.690	74.793.822
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	$ Col	9,98%	9,62%	1.925.764	5.777.292	7.703.056	7.703.056	7.703.056	7.703.056	7.703.056	119.813.330	150.625.554	1.843.223	5.529.669	7.372.892	7.372.892	7.372.892	7.372.892	7.372.892	134.542.069	164.033.637
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B15	Colombia	$ Col	8,55%	8,29%	910.857	2.732.572	3.643.429	3.643.429	3.643.429	3.643.429	3.643.429	71.203.470	85.777.186	845.671	2.537.012	3.382.683	3.382.682	3.382.682	3.382.682	3.382.682	77.827.476	91.358.204
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	$ Col	9,09%	8,79%	773.184	2.319.551	3.092.735	3.092.735	3.092.735	3.092.735	3.092.735	66.287.181	78.658.121	743.130	2.229.390	2.972.520	2.972.520	2.972.520	2.972.520	2.972.520	72.211.138	84.101.218
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	$ Col	9,19%	8,89%	746.501	2.239.503	2.986.004	2.986.004	2.986.004	37.144.038	-	-	43.116.046	703.731	2.111.194	2.814.925	2.814.926	2.814.926	2.814.926	40.827.900	-	49.272.678
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	$ Col	8,32%	8,08%	574.343	1.723.029	2.297.372	2.297.372	2.297.372	2.297.372	30.883.797	-	37.775.913	540.559	1.621.676	2.162.235	2.162.235	2.162.235	2.162.235	2.162.235	34.170.442	42.819.382
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	4.443.178	13.329.534	17.772.712	17.772.711	17.772.711	29.098.935	39.213.382	291.944.043	395.801.782	6.203.670	18.611.010	24.814.680	24.814.680	24.814.680	24.814.680	35.548.589	355.689.165	465.681.794
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	4.483.121	7.990.400	12.473.521	11.922.528	11.371.536	10.820.543	10.269.551	66.209.254	110.593.412	2.174.007	11.394.304	13.568.311	12.957.238	12.346.166	11.735.094	11.124.022	73.777.578	121.940.098
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US$	8,83%	8,63%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.641.806	124.978.079	127.619.885	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US$	7,40%	7,33%	905.024	2.715.073	3.620.097	3.620.097	3.620.097	3.620.097	3.620.097	89.336.140	103.816.528	789.495	2.368.484	3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	77.747.246	90.379.162
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US$	8,26%	8,13%	575.238	1.725.715	2.300.953	2.300.953	2.300.953	2.300.953	2.300.953	193.464.771	202.668.583	502.137	1.506.412	2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	168.757.572	176.791.768
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US$	4,32%	4,25%	2.936.551	8.809.652	11.746.203	11.746.202	11.746.202	11.746.202	11.746.202	321.745.270	368.730.078	2.621.139	7.863.416	10.484.555	10.484.554	10.484.554	10.484.554	10.484.554	290.965.550	332.903.766
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,96%	7,88%	2.834.949	8.504.848	11.339.797	11.339.797	11.339.797	11.339.797	11.339.797	216.702.677	262.061.865	2.474.039	7.422.118	9.896.157	9.896.157	9.896.157	9.896.157	9.896.157	195.949.534	235.534.162
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	2.271.852	3.516.175	5.788.027	5.637.372	5.478.053	5.309.574	5.131.408	9.686.728	31.243.135	790.690	5.336.045	6.126.735	5.948.045	5.759.080	5.559.249	5.347.928	12.363.802	34.978.104
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US$	7,76%	7,40%	3.012.454	9.037.362	12.049.816	177.610.679	-	-	-	-	177.610.679	2.820.606	8.461.818	11.282.424	162.940.478	-	-	-	-	162.940.478
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	9.579	28.736	38.315	38.314	38.314	38.314	38.314	839.324	992.580	8.643	25.929	34.572	34.572	34.572	34.572	34.572	763.049	901.337
			Totales					67.312.215	260.139.105	327.451.320	602.471.296	302.696.988	408.072.148	226.287.358	2.088.516.918	3.628.044.708	131.839.960	346.297.475	478.137.435	518.136.414	451.451.978	385.392.822	326.377.184	2.258.358.104	3.939.716.502

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre 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
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	$ Col	10,80%	117.603	316.650	434.253	332.318	46.597	-	-	-	378.915	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	10,08%	4.203	11.871	16.074	14.141	9.297	-	-	-	23.438	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	7,27%	25.792	53.608	79.400	25.114	18.808	-	-	-	43.922	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US$	2,02%	2.562.026	7.613.412	10.175.438	17.925.875	-	-	-	-	17.925.875	2.250.920	6.692.173	8.943.093	8.781.527	13.384.629	-	-	-	22.166.156
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,13%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	44.072	-	44.072	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,79%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.329	-	16.329	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,65%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.359	19.575	48.934	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	116.073	116.036	232.109	-	-	-	-	-	-	109.063	326.675	435.738	108.717	-	-	-	-	108.717
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	92.144	233.177	325.321	48.790	-	-	-	-	48.790	87.951	262.195	350.146	265.456	-	-	-	-	265.456
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	85.304	255.834	341.138	85.286	-	-	-	-	85.286	81.506	243.250	324.756	321.384	-	-	-	-	321.384
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	80.958	242.372	323.330	93.301	-	-	-	-	93.301	76.296	228.219	304.515	302.736	-	-	-	-	302.736
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	71.993	215.125	287.118	95.222	-	-	-	-	95.222	66.774	200.287	267.061	266.963	-	-	-	-	266.963
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	189.761	554.579	744.340	703.929	-	-	-	-	703.929	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	5,80%	1.917.194	5.634.305	7.551.499	7.238.762	6.926.026	6.613.289	16.173.200	-	36.951.277	2.333.168	6.862.462	9.195.630	8.830.188	8.464.746	8.099.305	7.733.863	17.273.508	50.401.610
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	684.730	2.012.266	2.696.996	2.585.198	2.473.399	2.361.600	5.774.499	-	13.194.696	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	10,80%	7.768	22.333	30.101	27.378	24.859	3.898	-	-	56.135	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	6,55%	1.095	2.992	4.087	3.614	482	-	-	-	4.096	-	-	-	-	-	-	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US$	6,50%	711.183	2.139.718	2.850.901	2.867.972	2.886.153	2.905.515	2.926.137	11.727.541	23.313.318	652.199	1.957.446	2.609.645	2.611.991	2.614.490	2.617.151	2.619.984	12.287.815	22.751.431
			Totales					6.667.827	19.424.278	26.092.105	32.046.900	12.385.621	11.884.302	24.873.836	11.727.541	92.918.200	5.747.637	16.792.282	22.539.919	21.488.962	24.463.865	10.716.456	10.353.847	29.561.323	96.584.453

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	30 de septiembre 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	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,57%	300.220	904.616	1.204.836	1.022.348	850.994	318.393	301.236	214.667	2.707.638	405.054	1.185.145	1.590.199	1.476.915	1.310.337	923.887	406.995	569.694	4.687.828
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,17%	6.161.253	17.895.735	24.056.988	22.488.933	19.233.224	12.992.533	9.999.382	5.416.150	70.130.222	8.176.081	23.832.151	32.008.232	30.151.983	28.295.732	22.101.795	16.454.992	16.008.608	113.013.110
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,78%	290.064	844.738	1.134.802	1.066.926	999.052	931.176	653.839	-	3.650.993	187.708	548.354	736.062	696.676	657.291	617.907	578.521	274.492	2.824.887
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	1.179.947	3.432.006	4.611.953	4.324.393	4.036.835	1.910.582	-	-	10.271.810	1.603.830	4.671.101	6.274.931	5.900.564	5.526.195	5.151.828	1.229.462	-	17.808.049
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,09%	540.955	1.583.360	2.124.315	1.840.662	1.693.654	1.494.635	1.219.328	1.848.859	8.097.138	795.871	2.331.766	3.127.637	2.928.324	2.610.994	2.351.880	2.094.052	4.093.070	14.078.320
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	7,98%	1.846.295	5.375.925	7.222.220	6.787.653	6.353.086	5.918.518	4.350.885	2.079.213	25.489.355	2.429.804	7.097.903	9.527.707	9.017.025	8.506.344	7.995.663	7.484.981	6.508.647	39.512.660
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US$	42,15%	20.157	60.471	80.628	80.628	80.628	80.628	80.628	2.230.097	2.552.609	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	12,63%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.963.184	5.889.552	7.852.736	24.836.144	22.872.959	20.909.775	18.946.591	-	87.565.469
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US$	0,25%	2.158.883	1.751.743	3.910.626	4.858.565	1.819.943	1.823.369	1.889.553	23.485.208	33.876.638	9.523	1.850.404	1.859.927	671.565	670.617	669.670	808.784	23.886.776	26.707.412
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	$ Arg	17,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.097.278	1.294.252	2.391.530	-	-	-	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	$ Arg	23,54%	1.256.321	14.723.806	15.980.127	10.546.466	766.788	-	-	-	11.313.254	127.042	381.125	508.167	7.769.157	1.945.985	-	-	-	9.715.142
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US$	2,33%	992	193.317	194.309	-	-	-	-	-	-	952	168.039	168.991	-	-	-	-	-	-
			Totales					13.755.087	46.765.717	60.520.804	53.016.574	35.834.204	25.469.834	18.494.851	35.274.194	168.089.657	16.814.053	49.302.969	66.117.022	83.519.255	72.467.356	60.793.307	48.075.280	53.334.660	318.189.858

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-09-2015 M$	31-12-2014 M$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			**40.667.348**	**334.548.745**
	Dólar	Peso chileno	10.417.813	294.009.266
	Dólar	Peso Colombiano	290.572	413.009
	Dólar	Nuevo Sol	21.802.716	28.750.530
	Dólar	Peso Argentino	1.240.748	1.058.646
	Peso Argentino	Dólar	-	4.206.734
	Peso chileno	Dólar	-	6.110.560
	Peso Argentino	Pesos chileno	6.915.499	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			**3.631.976**	**14.039.935**
	Dólar	Peso chileno	3.631.976	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			**44.299.324**	**348.588.680**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**44.299.324**	**348.588.680**
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			**64.518.191**	**61.063.049**
	Dólar	Peso chileno	33.569.137	27.794.762
	Peso colombiano	Peso chileno	30.570.251	32.795.615
	Peso argentino	Peso chileno	378.803	472.672
Plusvalía			**363.919.324**	**439.500.128**
	Real	Nuevo Sol	6.511.086	8.527.161
	Real	Peso chileno	197.305.256	258.398.340
	Peso Colombiano	Peso chileno	9.771.723	11.045.730
	Nuevo Sol	Peso chileno	143.893.461	135.136.616
	Peso Argentino	Peso chileno	6.437.798	6.220.966
	Dólar	Peso chileno	-	20.171.315
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			**428.437.515**	**500.563.177**
TOTAL ACTIVOS			**472.736.839**	**849.151.857**

			30-09-2015									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
	Moneda extranjera	Moneda funcional	M$	M$	Corriente	M$	M$	M$	M$	M$	no Corriente	M$	M$	Corriente	M$	M$	M$	M$	M$	no Corriente
PASIVOS																				
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		**23.992.526**	**96.312.649**	**120.305.175**	**245.541.518**	**68.908.831**	**47.745.335**	**57.936.383**	**869.707.431**	**1.289.839.498**	**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	11.559.742	32.961.104	44.520.846	209.524.014	31.931.516	31.950.878	31.971.500	833.815.723	1.139.193.631	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	20.157	60.471	80.628	80.628	80.628	80.628	80.628	2.230.097	2.552.609	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981
	Dólares	Soles	6.273.149	57.506.179	63.779.328	31.078.311	35.076.744	13.890.460	23.994.702	10.176.403	114.216.620	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	6.139.478	5.784.895	11.924.373	4.858.565	1.819.943	1.823.369	1.889.553	23.485.208	33.876.638	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			**23.992.526**	**96.312.649**	**120.305.175**	**245.541.518**	**68.908.831**	**47.745.335**	**57.936.383**	**869.707.431**	**1.289.839.498**	**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 30-09-2015											
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	983.747.776	115.774.024	48.014.441	17.051.189	29.788.019	12.585.370	9.479.878	10.664.159	7.493.995	333.328.402	1.567.927.253	168.156.581
Provisión de deterioro	(1.977.163)	(1.191.785)	(426.391)	(697.929)	(3.356.758)	(3.345.476)	(3.044.788)	(2.783.647)	(2.338.989)	(273.255.447)	(292.418.373)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	390.730.926	-	-	-	-	-	-	-	-	-	390.730.926	95.200.885
Provisión de deterioro	(9.329.158)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(9.329.158)	-
Total	**1.363.172.381**	**114.582.239**	**47.588.050**	**16.353.260**	**26.431.261**	**9.239.894**	**6.435.090**	**7.880.512**	**5.155.006**	**60.072.955**	**1.656.910.648**	**263.357.466**

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2014											
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente 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 30-09-2015						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	10.484.956	1.126.508.890	259.263	25.395.467	10.744.219	1.151.904.357	10.244.620	1.091.588.812	93.327	14.407.554	10.337.947	1.105.996.366
Entre 1 y 30 días	2.737.094	109.041.619	98.669	6.732.405	2.835.763	115.774.024	2.101.665	101.089.273	85.662	5.805.361	2.187.327	106.894.634
Entre 31 y 60 días	463.570	44.858.889	14.418	3.155.552	477.988	48.014.441	408.941	36.225.884	29.281	3.588.619	438.222	39.814.503
Entre 61 y 90 días	139.017	15.198.538	9.293	1.852.651	148.310	17.051.189	87.712	18.833.430	23.566	1.908.344	111.278	20.741.774
Entre 91 y 120 días	125.741	28.249.574	8.133	1.538.445	133.874	29.788.019	58.397	5.580.951	14.327	1.569.060	72.724	7.150.011
Entre 121 y 150 días	134.357	11.327.446	6.496	1.257.924	140.853	12.585.370	52.163	5.776.635	14.132	1.397.463	66.295	7.174.098
Entre 151 y 180 días	91.683	8.189.785	6.628	1.290.093	98.311	9.479.878	39.113	5.103.607	9.616	1.284.276	48.729	6.387.883
Entre 181 y 210 días	67.131	9.788.149	34.226	876.010	101.357	10.664.159	24.086	3.462.029	15.507	1.076.083	39.593	4.538.112
Entre 211 y 250 días	46.770	6.525.731	20.482	968.264	67.252	7.493.995	20.666	2.455.802	10.733	960.772	31.399	3.416.574
Superior a 251 días	333.993	321.775.103	9.418	11.553.299	343.411	333.328.402	408.132	148.793.724	18.770	28.024.455	426.902	176.818.179
Total	**14.624.312**	**1.681.463.724**	**467.026**	**54.620.110**	**15.091.338**	**1.736.083.834**	**13.445.495**	**1.418.910.147**	**314.921**	**60.021.987**	**13.760.416**	**1.478.932.134**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30-09-2015		Saldo al 31-12-2014	
	Número de clientes	Monto M$	Número de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	1.871.164	22.420.090	164.145	15.922.688
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	8.075	22.478.910	9.983	13.828.106
Total	**1.879.239**	**44.899.000**	**174.128**	**29.750.794**

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30-09-2015	30-09-2014
	M$	M$
Provisión cartera no repactada	26.379.419	**18.524.693**
Provisión cartera repactada	(6.342.044)	**(171.402)**
Castigos del período	-	**(13.800.596)**
Recuperos del período	12.869.065	**-**
Total	**32.906.440**	**4.552.695**

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-09-2015		30-09-2014	
	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	2.408.638	2.408.638	1.850.913	1.876.778
Monto de las operaciones	20.037.375	32.906.440	8.006.321	18.353.291

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 30-09-2015											
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**447.413.334**	**10.504.617**	**3.603.378**	**3.698.983**	**5.214.932**	**160.096**	**383.892**	**764.619**	**2.707.007**	**44.279.417**	**518.730.275**	**148.798.027**
-Grandes Clientes	351.617.787	9.631.293	3.572.472	3.495.214	5.188.665	117.886	77.316	764.619	2.681.226	2.323.970	379.470.448	-
-Clientes Institucionales	74.095.226	-	-	-	-	-	-	-	-	-	74.095.226	145.597.665
-Otros	21.700.321	873.324	30.906	203.769	26.267	42.210	306.576	-	25.781	41.955.447	65.164.601	3.200.362
Provisión Deterioro	(343.528)	-	-	(174.949)	-	-	(337.023)	-	-	(43.150.450)	(44.005.950)	-
Servicios no facturados	232.742.473	-	-	-	-	-	-	-	-	19.055	232.761.528	4.254.101
Servicios facturados	214.670.861	10.504.617	3.603.378	3.698.983	5.214.932	160.096	383.892	764.619	2.707.007	44.260.362	285.968.747	144.543.926
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**536.334.442**	**105.269.407**	**44.411.063**	**13.352.206**	**24.573.087**	**12.425.274**	**9.095.986**	**9.899.540**	**4.786.988**	**289.048.985**	**1.049.196.978**	**19.358.554**
-Clientes Masivos	375.697.026	74.376.563	30.712.676	8.090.975	8.631.123	8.200.051	5.304.413	3.698.732	3.060.040	200.298.175	718.069.774	10.541.351
-Grandes Clientes	113.047.040	20.473.552	8.388.297	1.904.456	1.453.369	1.016.503	1.681.048	743.410	463.988	51.315.534	200.487.197	3.767.385
-Clientes Institucionales	47.590.376	10.419.292	5.310.090	3.356.775	14.488.595	3.208.720	2.110.525	5.457.398	1.262.960	37.435.276	130.640.007	5.049.818
Provisión Deterioro	(1.633.635)	(1.191.785)	(426.391)	(522.980)	(3.356.758)	(3.345.476)	(2.707.765)	(2.783.647)	(2.338.989)	(230.104.997)	(248.412.423)	-
Servicios no facturados	271.127.140	-	-	-	-	-	-	-	-	-	271.127.140	-
Servicios facturados	265.207.302	105.269.407	44.411.063	13.352.206	24.573.087	12.425.274	9.095.986	9.899.540	4.786.988	289.048.985	778.069.838	19.358.554
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	983.747.776	115.774.024	48.014.441	17.051.189	29.788.019	12.585.370	9.479.878	10.664.159	7.493.995	333.328.402	**1.567.927.253**	168.156.581
Total Provisión Deterioro	(1.977.163)	(1.191.785)	(426.391)	(697.929)	(3.356.758)	(3.345.476)	(3.044.788)	(2.783.647)	(2.338.989)	(273.255.447)	**(292.418.373)**	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	981.770.613	114.582.239	47.588.050	16.353.260	26.431.261	9.239.894	6.435.090	7.880.512	5.155.006	60.072.955	**1.275.508.880**	168.156.581

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											
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
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 30-09-2015										
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total cartera bruta M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN											
Cartera no repactada	**442.608.812**	**10.480.756**	**3.572.472**	**3.670.163**	**5.188.665**	**117.886**	**357.994**	**764.619**	**2.681.226**	**43.913.903**	**513.356.496**
-Grandes Clientes	370.920.481	9.631.293	3.572.472	3.495.214	5.188.665	117.886	77.316	764.619	2.681.226	2.323.970	398.773.142
-Clientes Institucionales	54.846.919	-	-	-	-	-	-	-	-	-	54.846.919
-Otros	16.841.412	849.463	-	174.949	-	-	280.678	-	-	41.589.933	59.736.435
Cartera repactada	**4.804.522**	**23.861**	**30.906**	**28.821**	**26.267**	**42.210**	**25.898**	**-**	**25.781**	**365.514**	**5.373.780**
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	4.804.522	23.861	30.906	28.821	26.267	42.210	25.898	-	25.781	365.514	5.373.780
DISTRIBUCIÓN											
Cartera no repactada	**529.763.153**	**98.560.863**	**41.286.417**	**11.528.375**	**23.060.909**	**11.209.560**	**7.831.791**	**9.023.530**	**3.844.505**	**277.861.200**	**1.013.970.303**
-Clientes Masivos	370.185.682	69.373.675	28.249.937	6.765.804	7.599.844	7.328.892	4.655.916	3.147.723	2.576.006	197.148.211	697.031.690
-Grandes Clientes	112.225.943	19.152.302	8.092.575	1.720.424	1.262.288	906.527	1.570.484	634.039	355.724	50.647.080	196.567.386
-Clientes Institucionales	47.351.528	10.034.886	4.943.905	3.042.147	14.198.777	2.974.141	1.605.391	5.241.768	912.775	30.065.909	120.371.227
Cartera repactada	**6.571.289**	**6.708.544**	**3.124.646**	**1.823.830**	**1.512.178**	**1.215.714**	**1.264.195**	**876.010**	**942.483**	**11.187.785**	**35.226.674**
-Clientes Masivos	5.511.344	5.002.888	2.462.738	1.325.171	1.031.278	871.159	648.496	551.008	484.034	3.149.964	21.038.080
-Grandes Clientes	821.096	1.321.251	295.722	184.031	191.082	109.976	110.565	109.371	108.264	668.454	3.919.812
-Clientes Institucionales	238.849	384.405	366.186	314.628	289.818	234.579	505.134	215.631	350.185	7.369.367	10.268.782
Total cartera bruta	**983.747.776**	**115.774.024**	**48.014.441**	**17.051.189**	**29.788.019**	**12.585.370**	**9.479.878**	**10.664.159**	**7.493.995**	**333.328.402**	**1.567.927.253**

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2014										
	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total cartera bruta 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.

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				CHILE				TOTAL			
	30.09.2015		31.12.2014		30.09.2015		31.12.2014		30.09.2015		31.12.2014		30.09.2015		31.12.2014		30.09.2015		31.12.2014		30.09.2015		31.12.2014	
BALANCE	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	379.897	218.079	256.708	85.174	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.052	-	-	250.149	141.414	212.000	109.588	630.046	363.545	468.708	194.762
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	92.470.078	4.909.311	84.133.181	3.619.524	38.215.525	4.883.952	4.920.460	33.292.452	32.259.731	85.424	37.188.372	622.691	85.399.747	5.009.704	84.383.373	5.916.811	197.511.306	24.040.822	245.764.182	14.741.243	445.856.387	38.929.213	456.389.568	58.192.721
Total Activo estimado	**92.849.975**	**5.127.390**	**84.389.889**	**3.704.698**	**38.215.525**	**4.883.952**	**4.920.460**	**33.292.452**	**32.259.731**	**85.424**	**37.188.372**	**622.691**	**85.399.747**	**5.013.756**	**84.383.373**	**5.916.811**	**197.761.455**	**24.182.236**	**245.976.182**	**14.850.831**	**446.486.433**	**39.292.758**	**456.858.276**	**58.387.483**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	63.721	84.346	0	52.558	-	-	-	-	-	-	-	-	1.045.669	-	-	-	5.240.630	215.966	1.547.416	71.570	6.350.020	300.312	1.547.416	124.128
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	29.729.055	5.664.939	28.040.330	6.514.495	23.723.734	4.180.997	20.163.194	3.511.272	11.041.492	-	14.145.011	401.167	145.438.543	3.571.815	169.491.822	6.101.636	95.143.645	45.852.222	75.929.064	26.185.456	305.076.469	59.269.973	307.769.421	42.714.026
Total Pasivo estimado	**29.792.776**	**5.749.285**	**28.040.330**	**6.567.053**	**23.723.734**	**4.180.997**	**20.163.194**	**3.511.272**	**11.041.492**	**-**	**14.145.011**	**401.167**	**146.484.213**	**3.571.815**	**169.491.822**	**6.101.636**	**100.384.275**	**46.068.188**	**77.476.480**	**26.257.026**	**311.426.490**	**59.570.285**	**309.316.837**	**42.838.154**
	30.09.2015		30.09.2014		30.09.2015		30.09.2014		30.09.2015		30.09.2014		30.09.2015		30.09.2014		30.09.2015		30.09.2014		30.09.2015		30.09.2014	
RESULTADO	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Energía y Pote	Energía y Potencia	Potencia	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Venta Energía	**99.758.456**	**5.554.482**	**53.983.363**	**6.177.925**	**39.403.304**	**4.611.419**	**35.783.126**	**588.587**	**27.214.987**	**82.170**	**19.927.827**	**479.746**	**98.892.084**	**5.805.881**	**84.178.587**	**6.329.269**	**197.761.455**	**24.182.236**	**212.420.675**	**10.496.376**	**463.030.286**	**40.236.188**	**406.293.578**	**24.071.903**
Compra de Energía	**32.009.500**	**6.123.313**	**28.684.748**	**11.560.329**	**22.502.870**	**4.662.289**	**17.236.192**	**3.420.800**	**10.742.472**	**-**	**11.000.309**	**0**	**169.627.306**	**4.448.708**	**124.944.633**	**5.068.415**	**100.384.275**	**46.068.188**	**38.827.589**	**10.873.645**	**335.266.422**	**61.302.498**	**220.693.472**	**30.923.188**

ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al 30-09-2015				Saldo al 31-12-2014			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	-	193.344.672	253.255.608	446.600.280	17.186.972	157.069.570	635.121.059	809.377.601
Entre 31 y 60 días	-	10.998.063	30.408.671	41.406.734	-	10.354.996	2.848.853	13.203.849
Entre 61 y 90 días	-	-	287.380	287.380	-	-	376.364	376.364
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	376.364	376.364
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	3.010.909	3.010.909
Más de 365 días	-	-	2.453.176	2.453.176	-	-	2.516.362	2.516.362
Total	**-**	**204.342.735**	**286.404.835**	**490.747.570**	**17.186.972**	**167.424.566**	**644.249.911**	**828.861.449**

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al 30-09-2015				Saldo al 31-12-2014			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	-	-	21.428.675	21.428.675	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 180 días	-	-	115.098.466	115.098.466	-	1.137.018	-	1.137.018
Total	**-**	**-**	**136.527.141**	**136.527.141**	**-**	**1.137.018**	**-**	**1.137.018**