

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**
correspondientes al periodo terminado
al 30 de Septiembre de 2016

ENERSIS AMÉRICAS S.A. y FILIALES

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 2 secciones:

- Estados Financieros Consolidados Intermedios
- Notas a los Estados Financieros Consolidados Intermedios

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificado al 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.559.450.200	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	7	88.548.874	68.262.446
Otros activos no financieros corriente		85.513.188	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	1.087.730.254	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9	7.814.328	3.566.930
Inventarios corrientes	10	72.319.141	95.057.897
Activos por impuestos corrientes	11	87.455.594	47.454.588
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		2.988.831.579	2.589.625.829
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	5	-	5.323.935.881
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		2.988.831.579	7.913.561.710
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	7	637.454.170	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes		85.398.229	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	344.690.415	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	9	254.955	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	31.595.405	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.162.524.897	981.399.272
Plusvalía	14	470.837.603	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	15	5.005.708.506	5.003.566.633
Activos por impuestos diferidos	16	188.130.178	109.325.023
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		7.926.594.358	7.535.592.681
TOTAL DE ACTIVOS		10.915.425.937	15.449.154.391

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Situación Financiera Consolidados Intermedios, Clasificado al 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	17	847.734.858	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	20	1.356.225.713	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	46.827.717	109.897.508
Otras provisiones corrientes	21	122.860.730	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	11	104.208.134	142.607.960
Otros pasivos no financieros corrientes		35.487.913	39.226.339
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		2.513.345.065	2.559.728.698
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	-	1.945.652.102
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		2.513.345.065	4.505.380.800
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	2.028.958.956	1.847.296.592
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	20	311.881.989	283.544.254
Otras provisiones no corrientes	21	230.563.034	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	16	211.646.591	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	22	203.305.049	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes		18.139.682	20.100.992
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		3.004.495.301	2.753.965.211
TOTAL PASIVOS		5.517.840.366	7.259.346.011
PATRIMONIO			
Capital emitido	23.1	3.575.339.010	5.804.447.986
Ganancias acumuladas		2.242.096.871	3.380.661.523
Otras reservas	23.5	(2.021.042.657)	(3.158.960.224)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		3.796.393.224	6.026.149.285
Participaciones no controladoras	23.6	1.601.192.347	2.163.659.095
PATRIMONIO TOTAL		5.397.585.571	8.189.808.380
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		10.915.425.937	15.449.154.391

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza

Por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2016 M\$	2015 (*) M\$	2016 M\$	2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	24	3.540.266.566	3.484.132.339	1.167.563.171	1.157.723.777
Otros ingresos, por naturaleza	24	281.776.365	440.275.090	89.152.541	166.898.031
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		3.822.042.931	3.924.407.429	1.256.715.712	1.324.621.808
Materias primas y consumibles utilizados	25	(1.914.358.468)	(2.035.857.256)	(660.560.644)	(681.235.423)
Margen de Contribución		1.907.684.463	1.888.550.173	596.155.068	643.386.385
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	43.155.434	48.068.602	14.798.723	16.698.386
Gastos por beneficios a los empleados	26	(315.138.867)	(362.188.323)	(104.373.743)	(126.239.768)
Gasto por depreciación y amortización	27	(236.676.908)	(236.260.914)	(80.258.269)	(77.852.470)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	27	(56.928.276)	(31.635.954)	(31.570.471)	(10.580.092)
Otros gastos por naturaleza	28	(406.740.829)	(377.895.711)	(149.893.116)	(118.157.258)
Resultado de Explotación		935.355.017	928.637.873	244.858.192	327.255.183
Otras ganancias (pérdidas)	29	666.240	721.075	421.334	86.198
Ingresos financieros	30	151.289.460	191.487.147	57.020.402	56.088.218
Costos financieros	30	(406.406.993)	(271.583.445)	(132.684.112)	(86.548.700)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	1.592.349	3.861.893	4.591	1.089.568
Diferencias de cambio	30	12.734.861	(10.191.919)	11.541.627	(4.608.663)
Resultado por unidades de reajuste	30	(584.294)	(6.417.591)	(164.492)	(3.312.072)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		694.646.640	836.515.033	180.997.542	290.049.732
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	16	(186.285.874)	(377.181.870)	(25.035.228)	(194.498.763)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		508.360.766	459.333.163	155.962.314	95.550.969
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1.II.iii	115.130.387	233.692.661	-	136.333.804
GANANCIA (PÉRDIDA)		623.491.153	693.025.824	155.962.314	231.884.773
Ganancia (pérdida) atribuible a					
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		362.581.677	405.425.270	94.013.659	117.417.726
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	23.6	260.909.476	287.600.554	61.948.655	114.467.047
GANANCIA (PÉRDIDA)		623.491.153	693.025.824	155.962.314	231.884.773
Ganancia por acción básica					
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	5,80	4,46	1,92	0,30
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	1,59	3,80	-	2,10
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	7,39	8,26	1,92	2,40
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76	49.092.772,76
Ganancias por acción diluidas					
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	5,80	4,46	1,92	0,30
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	1,59	3,80	-	2,10
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	7,39	8,26	1,92	2,40
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

(*) Resultados de las operaciones en Chile presentados como operaciones discontinuadas (ver Nota 5.1) y otros resultados integrales (ver Nota 5.1)

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza
Por los períodos de nueve y tres meses terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - septiembre		julio - septiembre	
		2016 M\$	2015 (*) M\$	2016 M\$	2015 M\$
Ganancia (Pérdida)		623.491.153	693.025.824	155.962.314	231.884.773
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	22.2.b	(8.901.697)	(9.515.990)	(213.372)	(9.515.990)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		(8.901.697)	(9.515.990)	(213.372)	(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		125.694.046	(538.225.202)	(55.098.941)	(295.051.638)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		1.044.476	(440.632)	193.823	127.099
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(14.086.823)	171.589	(1.435)	24.411
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		13.785.586	(134.474.715)	(4.668.624)	(82.058.098)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		4.597.331	10.292.397	(48.084)	6.151.195
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período		131.034.616	(662.676.563)	(59.623.261)	(370.807.031)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		122.132.919	(672.192.553)	(59.836.633)	(380.323.021)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		3.037.988	3.022.828	72.500	3.022.828
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período		3.037.988	3.022.828	72.500	3.022.828
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período					
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(4.593.795)	32.806.493	1.429.744	19.986.326
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		-	(895)	-	136
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período		(4.593.795)	32.805.598	1.429.744	19.986.462
Total Otro resultado integral		120.577.112	(636.364.127)	(58.334.389)	(357.313.731)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		744.068.265	56.661.697	97.627.925	(125.428.958)
Resultado integral atribuible a					
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		477.154.957	(56.586.933)	49.751.667	(135.725.786)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		266.913.308	113.248.630	47.876.258	10.296.828
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		744.068.265	56.661.697	97.627.925	(125.428.958)

(*) Resultados de las operaciones en Chile presentados como operaciones discontinuadas (ver Nota 5.1) y otros resultados integrales (ver Nota 5.1)

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Intermedios Consolidado
 Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015
 (En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas					Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias						Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (1)
Saldo Inicial al 01/01/2016	5.804.447.986	-	(418.992.914)	(9.826.557)	-	(167.739)	(2.628.536.018)	(101.436.996)	(3.158.960.224)	3.380.661.523	6.026.149.285	2.163.659.095	8.189.808.380
Cambios en patrimonio													
Resultado Integral													
Ganancia (pérdida)										362.581.677	362.581.677	260.909.476	623.491.153
Otro resultado integral			119.060.985	1.409.087	(4.342.177)	394.695	(128.110)	(1.821.200)	114.573.280		114.573.280	6.003.832	120.577.112
Resultado integral											477.154.957	266.913.308	744.068.265
Dividendos										(81.949.701)	(81.949.701)	(189.584.358)	(271.534.059)
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(2.229.108.976)						915.743.914	103.258.196	1.019.002.110	(1.414.854.451)	(2.624.961.317)	(639.795.698)	(3.264.757.015)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	4.342.177	-	-	-	4.342.177	(4.342.177)	-	-	-
Total de cambios en patrimonio	(2.229.108.976)	-	119.060.985	1.409.087	-	394.695	915.615.804	101.436.996	1.137.917.567	(1.138.564.652)	(2.229.756.061)	(562.466.748)	(2.792.222.809)
Saldo Final al 30/09/2016	3.575.339.010	-	(299.931.929)	(8.417.470)	-	226.956	(1.712.920.214)	-	(2.021.042.657)	2.242.096.871	3.796.393.224	1.601.192.347	5.397.585.571
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

(1) Ver nota 5.1.II. ii)

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES
Estados de Flujos de Efectivo Consolidados Intermedios Directo
Por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015
(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - septiembre	
		2016 M\$	2015 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		5.396.450.954	6.582.451.326
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		26.144.661	26.827.647
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		11.069.892	14.563.320
Otros cobros por actividades de operación		304.508.217	481.864.853
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(2.638.312.665)	(3.650.829.999)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(347.638.681)	(420.623.050)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(8.984.754)	(14.557.811)
Otros pagos por actividades de operación	6.f	(1.217.817.189)	(1.317.385.578)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(327.782.745)	(380.372.782)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(39.665.049)	(98.443.020)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.157.972.641	1.223.494.906
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	6.d	-	6.639.653
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		356.308.444	311.446.047
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(340.525.002)	(310.666.665)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(2.295.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(22.629)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		15.230.409	28.732
Compras de propiedades, planta y equipo		(438.501.640)	(854.680.671)
Compras de activos intangibles		(167.716.940)	(189.887.379)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		-	1.729.727
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.980.550)	(4.534.561)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		6.546.701	8.447.654
Cobros a entidades relacionadas		167.449.917	-
Dividendos recibidos		1.167.486	9.838.071
Intereses recibidos		61.478.261	41.895.050
Otras entradas (salidas) de efectivo		(15.845.117)	17.725.050
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(358.410.660)	(964.314.292)
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)
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(1.804.507)	-
Total importes procedentes de préstamos		598.229.619	339.093.908
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		444.915.633	64.374.472
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		153.313.986	274.719.436
Préstamos de entidades relacionadas		71.833.016	-
Pagos de préstamos		(380.411.940)	(460.510.603)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(15.067.899)	(14.533.970)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(71.833.557)	-
Dividendos pagados		(374.800.111)	(538.733.755)
Intereses pagados		(176.910.561)	(194.755.840)
Otras entradas (salidas) de efectivo	6.e	(208.872.938)	(8.665.872)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(559.638.878)	(880.480.478)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		239.923.103	(621.299.864)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(9.898.093)	(16.191.433)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		230.025.010	(637.491.297)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6.c	1.329.425.189	1.704.775.193
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6.c	1.559.450.200	1.067.283.896

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	13
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas	15
2.4	Sociedades filiales	16
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación	16
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%	17
2.5	Entidades asociadas.....	17
2.6	Acuerdos conjuntos	17
2.7	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	17
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS	20
a)	Propiedades, planta y equipo.....	20
b)	Plusvalía	22
c)	Activos intangibles distintos de la plusvalía	22
c.1)	Concesiones.....	22
c.2)	Gastos de investigación y desarrollo	23
c.3)	Otros activos intangibles.....	23
d)	Deterioro del valor de los activos no financieros.....	23
e)	Arrendamientos.....	25
f)	Instrumentos financieros.....	25
f.1)	Activos financieros no derivados	25
f.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	26
f.3)	Deterioro de valor de los activos financieros.....	26
f.4)	Pasivos financieros excepto derivados.....	27
f.5)	Derivados y operaciones de cobertura	27
f.6)	Baja de activos y pasivos financieros	28
f.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	28
f.8)	Contratos de garantías financieras	29
g)	Medición del valor razonable	29
h)	Inversiones contabilizadas por el método de participación	30
i)	Inventarios	30
j)	Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	30
k)	Acciones propias en cartera.....	31
l)	Provisiones	31
l.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	32
m)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	32
n)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes	33
o)	Impuesto a las ganancias	33
p)	Reconocimiento de ingresos y gastos	34
q)	Ganancia (pérdida) por acción.....	35
r)	Dividendos	35
s)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	35
t)	Estado de flujos de efectivo	35
u)	Estados Financieros Intermedios.....	35
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	36
a)	Marco regulatorio:.....	36

b) Revisiones tarifarias:.....	47
5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS	51
6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	56
7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS	58
8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	58
9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS	60
9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	60
a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	60
b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	61
c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:	62
9.2 Directorio y personal clave de la gerencia	63
9.3 Retribución del personal clave de la gerencia.....	65
a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	65
b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.	65
9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	65
10. INVENTARIOS	66
11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS	66
12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN	67
12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación	67
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA	69
14. PLUSVALÍA	71
15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	72
16. IMPUESTO A LAS GANANCIAS	76
a) Impuesto a las ganancias	76
b) Impuestos diferidos.....	77
17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	79
17.1 Préstamos que devengan intereses.....	79
17.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas	81
17.3 Obligaciones con el Público Garantizadas.....	81
17.4 Deuda de cobertura.	84
17.5 Otros aspectos.....	84
18. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS	84
18.1 Riesgo de tasa de interés	84
18.2 Riesgo de tipo de cambio.....	85
18.3 Riesgo de “commodities”	85
18.4 Riesgo de liquidez.....	85
18.5 Riesgo de crédito	85
18.6 Medición del riesgo	86
19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	87
19.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.	87
19.2 Instrumentos derivados.....	88
19.3 Jerarquías del valor razonable.....	90
20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES	91
21. PROVISIONES.....	92
22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	93
22.1 Aspectos generales:	93
22.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:	94
23. PATRIMONIO	99
23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.	99
23.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión	100
23.3 Gestión del capital	101

23.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales	101
23.5	Otras Reservas	101
23.6	Participaciones no controladoras	102
24.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS	104
25.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	105
26.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	105
27.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	105
28.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	106
29.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	106
30.	RESULTADO FINANCIERO.....	107
31.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO	108
31.1	Criterios de segmentación	108
31.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	110
31.3	Países	113
31.4	Generación y Distribución por países	116
32.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	122
32.1	Garantías directas.....	122
32.2	Garantías Indirectas.....	122
32.3	Litigios y arbitrajes	123
32.4	Restricciones financieras	145
32.5	Otras informaciones.....	150
33.	DOTACIÓN.....	158
34.	SANCIONES.....	159
35.	MEDIO AMBIENTE.....	164
36.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES	166
37.	HECHOS POSTERIORES	168
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS.....	170
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN	171
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	172
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA	173
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	178
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012	179
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	182
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE	186
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES	187

ENERSIS AMÉRICAS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL Y POR EL PERÍODO DE NUEVE MESES TERMINADO AL 30 DE SEPTIEMBRE DE 2016 (En miles de pesos)

1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

Enersis Américas S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enersis Américas (en adelante, “Enersis Américas” o el “Grupo”).

Enersis Américas 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 sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993.

Enersis Américas 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, el 1 de agosto de 1988, mediante modificación de los estatutos, la compañía pasó a llamarse Enersis S.A. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enersis Américas S.A., data del 1 de marzo de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que está llevando a cabo el Grupo (ver Nota 5.1). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 10.086 trabajadores al 30 de septiembre de 2016. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el período 2016 fue de 10.117 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 33.

Enersis Américas 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 cualquiera 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 Américas correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2016, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2016, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enersis Américas al 30 de septiembre de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 4 de noviembre de 2016, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), siguiendo los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) N° 34, *Información Financiera Intermedia*.

Estos estados financieros consolidados intermedios incluyen toda la información y revelaciones requeridas en los estados financieros anuales.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis Américas y sus filiales al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 2016 y 2015.

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.g y 3.j).

Los presentes estados financieros consolidados intermedios han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y sus 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.

Estos estados financieros consolidados intermedios se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad Matriz y de presentación del Grupo. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.7 y 3.m.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIIF 11: Adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas</p> <p><i>Esta enmienda a NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5 "Activos no Corrientes Disponibles para la Venta y Operaciones Discontinuas", NIIF 7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", NIC 19 "Beneficios a los Empleados" y NIC 34 "Información Financiera Intermedia".</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p><i>La enmienda a NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo" prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38 "Activos Intangibles", la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p><i>Esta modificación a la NIC 27 "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.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar</p> <p><i>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros", como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación</p> <p><i>Estas modificaciones de alcance restringido a la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados", NIIF 12 "Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades" y NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2016, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enersis Américas y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2017 y siguientes:

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas</p> <p><i>El objetivo de las enmiendas a NIC 12 "Impuesto a las Ganancias" es aclarar la contabilización de activos por impuesto diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017</p>
<p>Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar</p> <p><i>Las modificaciones a NIC 7 "Estado de Flujos de Efectivo" forman parte de la iniciativa del IASB para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones introducen requerimientos adicionales de revelación a cerca de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017</p>
<p>NIIF 9: Instrumentos Financieros</p> <p><i>Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:</i></p> <p><i>Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.</i></p> <p><i>Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.</i></p> <p><i>Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.</i></p> <p><i>Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018</p>
<p>NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes</p> <p><i>Esta nueva norma emitida por el IASB, al igual que sus enmiendas y aclaraciones posteriores, son aplicables 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 la NIC 11 "Contratos de Construcción" y NIC 18 "Ingresos de Actividades Ordinarias", y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018</p>

Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones

Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) los efectos de las condiciones de irrevocabilidad de la concesión, y de las otras condiciones distintas a la irrevocabilidad, en la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo; ii) transacciones de pago basados en acciones con características de liquidación neta en la retención de las obligaciones tributarias; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.

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

NIIF 16: Arrendamientos

Establece la definición de un contrato de arrendamiento y especifica el tratamiento contable de los activos y pasivos originados por estos contratos desde el punto de vista del arrendador y arrendatario. La nueva norma no difiere significativamente de la norma que la precede, NIC 17 "Arrendamientos", con respecto al tratamiento contable desde el punto de vista del arrendador. Sin embargo, desde el punto de vista del arrendatario, la nueva norma requiere el reconocimiento de activos y pasivos para la mayoría de los contratos de arrendamientos.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2019

Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos

La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y la NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.

Por determinar

El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9, NIIF 15 y NIIF 16 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enersis Américas 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.

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 *Acuerdos de Concesión de Servicios* (ver Nota 3.c.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.g).

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.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.I.1 y 22).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g y 19).
- 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.I).
- 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.o).
- 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 Sociedades filiales

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

Enersis Américas 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.

Las entidades filiales se consolidan por integración global, tal como se describe en la nota 2.7.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enersis Américas", se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus filiales.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

Con fecha 1 de marzo de 2016, en el marco del proceso de reorganización societaria y como consecuencia de la operación de división descrita en la Nota 5.1, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación y distribución en Chile, las cuales se detallan en Anexo N° 2. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados al 30 de septiembre de 2016 se detalla en la nota 5.1.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Comercializadora de Energía S.A. (en adelante “Codensa”) y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”) en Colombia, en concreto 48.40% y 37.73%, respectivamente, estas compañías tienen la consideración de “sociedades filiales” ya que Enersis Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enersis Américas, 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 ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada período, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enersis Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

Las entidades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.h.

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enersis Américas con cada una de dichas sociedades.

2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un 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.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, 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. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.h.
- 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. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

Para determinar el tipo de acuerdo conjunto que se deriva de un acuerdo contractual, la Gerencia del Grupo evalúa la estructura y forma legal del acuerdo, los términos acordados por las partes, así como otros factores y circunstancias relevantes. En el caso de que se produzcan cambios en los elementos contractuales de un acuerdo conjunto, se reevalúan estos hechos y circunstancias relevantes.

Enersis Américas 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 Américas con cada una de dichas sociedades.

2.7 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 de 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 que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. 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, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, 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. La información comparativa presentada en los estados financieros de periodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

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 de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 23.2).
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 of 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 intermedios 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 ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 15.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.b.2)
- 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 21).

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.

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	10 – 85
Planta y equipos	10 – 90
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

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	10 – 90
Equipo electromecánico	10 – 80
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Instalaciones distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 28
Subestaciones primarias	20 – 40

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	71 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	7 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	71 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	71 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	11 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	2001	30 años	15 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	4 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	6 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, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo de concesión.

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 *Acuerdos de Concesión de Servicios*, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.c.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) 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 el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la filial. Durante el periodo de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

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.

Tras el reconocimiento inicial, 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 registro del deterioro en el resultado del periodo (ver Nota 3.d).

c) 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 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 d) 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 periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c.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

- un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero.

Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.I).

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energia e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	11 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1997	30 años	12 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 Notas 3.f.1 y Nota 7).

Al final de cada período de concesión, esta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos e instalaciones serán devueltos al Gobierno o a quien éste designe, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

c.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 costos de investigación se registran como gasto en el estado de resultados integrales consolidado en el período en que se incurran.

c.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.

d) Deterioro del valor de los activos no financieros

A lo largo del ejercicio y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, el Grupo 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 ejercicio.

El monto recuperable es el mayor entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor recuperable de las propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Al determinar el monto recuperable de la UGE de Edesur se utiliza un modelo con escenarios de probabilidad ponderada, el que toma en consideración cambios razonablemente posibles en ciertos supuestos clave:

- Escenario "Plan Industrial", el cual incorpora la evaluación de la administración de los flujos de caja esperados. El monto recuperable calculado de acuerdo con este escenario excedió en un 54% el valor en libros de la UGE de Edesur al 31 de diciembre de 2015. Este escenario fue ponderado usando un 50% de probabilidad de ocurrencia.

- Escenario "Sensitivo", el cual incorpora los mismos supuestos que el escenario "Plan industrial", pero también considera una disminución en los ajustes tarifarios para el próximo período tarifario a ser llevado a cabo en el año 2021. El monto recuperable calculado de acuerdo con este escenario fue un 16% menor que el valor en libros de la UGE de Edesur al 31 de diciembre de 2016. Este escenario fue ponderado usando un 30% de probabilidad.

- Escenario "Continuidad del Negocio", donde no hay monto recuperable, y que fue ponderado usando un 20% de probabilidad.

Los principales cambios razonablemente posibles en los supuestos clave, están ya incorporados en el modelo para probar el deterioro aplicando escenarios estresados por probabilidades ponderadas para determinar el monto recuperable de la UGE de Edesur.

La administración del Grupo considera que cualquier cambio razonablemente posible en otros supuestos clave sobre los cuales está basado el monto recuperable no causaría que el valor libros de la UGE de Edesur exceda a su monto recuperable.

Para estimar el valor en uso de las otras UGEs, 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.

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco 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. Las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones vigentes al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	Tasas de crecimiento (g)	
		30-09-2016 (*)	31-12-2015
Argentina	Peso argentino	11,1% - 12,6%	11,1%
Brasil	Real	5,0% - 6,0%	4,1% - 5,6%
Perú	Sol	3,2% - 4,6%	3,1% - 4,8%
Colombia	Peso colombiano	4,1% - 5,3%	3,5% - 5,2%

(*) Revisión de supuestos en período intermedio a raíz del proceso de restructuración societaria (Ver Nota 5.1)

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 a las proyecciones vigentes al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, fueron las siguientes:

País	Moneda	Septiembre 2016 (*)		Diciembre 2015	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Argentina	Peso argentino	25,5%	46,9%	32,7%	39,4%
Brasil	Real	13,0%	22,9%	11,1%	21,1%
Perú	Sol	7,7%	13,9%	7,3%	13,5%
Colombia	Peso colombiano	10,0%	15,0%	8,5%	15,1%

(*) Revisión de supuestos en período intermedio a raíz del proceso de restructuración societaria (Ver Nota 5.1)

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 periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, se han producido cambios en las estimaciones utilizadas para determinar el valor del mismo. Si así fuera el caso, se aumenta el valor del activo hasta su monto recuperable con abono a resultados, con el límite del valor en libros que el activo podría haber tenido (neto de amortización o depreciación) si no se hubiese reconocido la pérdida por deterioro en periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

e) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enersis Américas 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.

f) 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.

f.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 Notas 3.h y 12) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.j), 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 7).

Estas inversiones se reconocen 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 período.

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 período.

Las compras y ventas de activos financieros se contabilizan utilizando la fecha de negociación.

f.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.

f.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 8).

- 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 7 y 19).
- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.f.1.

f.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.f.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 19, 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.

f.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%.

El Grupo no aplica contabilidad de cobertura sobre sus inversiones en el exterior.

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.
- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

Los contratos de compra o venta a largo plazo de “commodities” que mantiene formalizados el Grupo, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

El Grupo 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.

f.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, aun 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 el Grupo 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.f.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.

f.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.

Estos derechos sólo pueden ser legalmente exigibles dentro del curso normal del negocio, o bien en caso de incumplimiento, de insolvencia o de quiebra, de una o de todas las contrapartes.

f.8) Contratos de garantías financieras

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

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

- el valor del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones de la Nota 3.I; y
- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con política de reconocimientos de ingresos (ver Nota 3.p).

g) 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").

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 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.

- 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.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 19.3.

h) 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 Américas con cada una de estas entidades.

i) Inventarios

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

El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

Los activos no corrientes, incluyendo las propiedades, planta y equipo, activos intangibles, inversiones en asociadas y negocios conjuntos, y los grupos de activos para su disposición (grupo de activos que se van a enajenar o distribuir junto con sus pasivos directamente asociados) se clasifican como:

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o
- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

Para la clasificación anterior, los activos deben estar disponibles para la venta o distribución inmediata en sus condiciones actuales y la venta o distribución debe ser altamente probable. Para que la transacción se considere altamente probable la Gerencia debe estar comprometida con un plan de venta o distribución y debe haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan la venta o distribución deben indicar que es improbable que puedan realizarse cambios significativos en el plan, o que el mismo vaya a ser cancelado. La probabilidad de aprobación por los accionistas (si se requiere en la jurisdicción) debe considerarse como parte de la evaluación de si la venta o distribución es altamente probable.

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios se miden al menor valor entre su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta o distribución.

La depreciación y amortización de estos activos cesan cuando se cumplen los criterios para ser clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios.

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros 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 que se reclasifican como activos no corrientes.

Los activos no corrientes y los componentes de grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios 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 o como mantenidos para distribuir a los propietarios” y respectivos pasivos en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios”.

Una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido dispuesto, o bien que ha sido clasificado como mantenido para la venta, y

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;
- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o
- es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”, así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera se presentan rebajando el rubro “Patrimonio Total” del estado de situación financiera consolidado y son valoradas a su costo de adquisición.

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del periodo. Al 30 de septiembre de 2016 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el periodo 2016 y ejercicio 2015 transacciones con acciones propias.

l) Provisiones

Las provisiones se reconocen cuando el Grupo tiene una obligación presente (legal o implícita) como resultado de un evento pasado, es probable un desembolso de beneficios económicos que será requerido para liquidar la obligación, y se puede realizar una estimación confiable del monto de la obligación.

El monto reconocido como provisión es la mejor estimación de la consideración requerida para liquidar la obligación presente en la fecha de emisión de los estados financieros, teniendo en consideración los riesgos e incertidumbres que rodean a la obligación. Cuando una provisión se mide utilizando flujos de caja estimados para liquidar la obligación presente, su valor libros es el valor presente de esos flujos de caja (cuando el efecto del valor del dinero en el tiempo es importante). El devengo del descuento se reconoce como gasto financiero. Los costos legales incrementales esperados a ser incurridos en la resolución de la reclamación legal se incluyen en la medición de la provisión.

Las provisiones son revisadas al cierre de cada periodo de reporte y son ajustadas para reflejar la mejor estimación actual. Si ya no es probable que se requerirá un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

Un pasivo contingente no implica el reconocimiento de una provisión. Los costos legales esperados a ser incurridos en la defensa de la reclamación legal son llevados a resultados cuando se incurre en ellos. Los pasivos contingentes significativos son revelados a menos que la probabilidad de un desembolso de beneficios económicos sea remota.

I.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.

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el periodo, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada periodo, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de sus filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, 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.

o) Impuesto a las ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, 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 ejercicio, 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.

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 por impuesto diferido relativo a la diferencia temporal deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

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

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

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

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

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

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, 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.

p) 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 periodo, 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).

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.

Los ingresos ordinarios procedentes de la venta de bienes 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. 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 ejercicio 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.

q) Ganancia (pérdida) por acción

La ganancia básica por acción se calcula como el cociente entre la ganancia (pérdida) neta del periodo 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.

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuadas, respectivamente, deducido la parte del mismo correspondiente a las participaciones no controladoras, y el número medio ponderado de acciones ordinarias de la Sociedad Matriz en circulación durante el periodo, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo.

Durante el período 2016 y ejercicio 2015, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos

El artículo N° 79 de la Ley de Sociedades Anónimas de Chile establece que, salvo acuerdo diferente adoptado en la junta respectiva, por la unanimidad de las acciones emitidas, las sociedades anónimas abiertas deberán distribuir anualmente como dividendo en dinero a sus accionistas, a prorrata de sus acciones o en la proporción que establezcan los estatutos si hubiere acciones preferidas, a lo menos el 30% de las utilidades líquidas de cada ejercicio, excepto cuando corresponda absorber pérdidas acumuladas provenientes de ejercicios anteriores.

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enersis Américas, 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.

s) 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”.

t) Estado de flujos de efectivo

El estado de flujos de efectivo recoge los movimientos de caja realizados durante el periodo, 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.

u) Estados Financieros Intermedios

Estos estados financieros consolidados intermedios de Enersis Américas al y por el período de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad N° 34, Información Financiera Intermedia.

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO

a) Marco regulatorio:

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio “spot”. Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

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

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

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

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

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

En mayo de 2013, las generadoras del Grupo (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 consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

La gestión comercial y el despacho de combustible se centralizan 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 Central Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015 y se logró su extensión para el año 2016) y de las Unidades Turbo vapor (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.

El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015. Es de destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores en forma retroactiva a febrero 2016. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos son para las unidades térmicas de 70% y para las centrales hidroeléctricas de 120%. En el caso de la remuneración por los costos variables, el aumento en los generadores térmicos e hidroeléctricos es del 40%. La Remuneración Mantenimiento No Recurrente se incrementó un 60% y 25% para los térmicos e hidroeléctricos respectivamente, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones.

Como se enuncia en los considerandos, la norma resulta una medida transitoria a la espera del nuevo marco regulatorio anunciado por el gobierno.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016 se sanciona la Resolución SEE N°21/16, la cual convoca a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos Verano 2016/17; Invierno 2017 y Verano 2017/18. Bajo la misma no podrán ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estén interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"); o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución.

El contrato será por entre 5 a 10 años con CAMMESA en representación de los agentes del MEM, con una remuneración por la potencia en US\$/MW-mes, y por la energía eléctrica generada en US\$/MWh con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y/o el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento.

La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW.

El orden de mérito de las ofertas será función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de junio de 2016, se ha publicado en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Cuatro ofertas proponen entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; 10 (685 MW) plantean hacerlo en el primer trimestre de 2017 y cuatro más en el segundo trimestre del año próximo (229 MW). Además, unas 26 ofertas se comprometen a entrar en servicio en el último semestre de 2017, y otras cinco en 2018. Así mismo mediante Nota SEE 355 se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. Como resultado de esta ampliación se adjudicaron 956 MW adicionales en 7 ofertas a ser incorporados entre el 30 de enero y el 1 de diciembre de 2017.

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).

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

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (racionalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Anualmente, ANEEL ratifica vía resolución los valores mínimos y máximos del PLD, con lo que para 2016 los máximo y mínimo de PLD están fijados en R\$422,56/MWh y R\$30,25/MWh, respectivamente. Dichos PLDs consideran la estimación de costos de la mega hidro de Itaipú, la cual tendrá en 2016 una tarifa de 25,78 USD/kW.

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 a 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 sobre costo 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 utilizaron 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. Es decir, el sistema de Banderas establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica.

A partir del 1 de febrero de 2016, la bandera roja se cambió para tener dos niveles: R \$ 3,00 y R \$ 4.50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de R \$ 2,50 a R \$ 1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones). La evolución positiva de la temporada de lluvias de 2016, la cual vuelve a montar el depósito hidroeléctrica, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de banderas de tarifas en los últimos meses, así que en marzo de 2016 la bandera es de color amarillo y abril de 2016 es de color verde.

En 2015, debido los impactos incurridos por la sequía, tenía una gran parte de generadores con decisiones judiciales preliminares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costes para los consumidores. En búsqueda de una solución, ANEEL aprobó en noviembre de 2015 las condiciones para una "renegociación" del riesgo hidrológico con los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE) que hasta entonces estaba pendiente.

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, se han realizado en 2015 en Brasil seis subastas con energía asignada:

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.
- 04 subastas A-3 y reserva:
 - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio 200 R\$/MWh;
 - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio 301,8 R\$/MWh;
 - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio 189 R\$/MWh.
 - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio 249 R\$/MWh.
- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio 259,2 R\$/MWh.

Adicionalmente, se realizó una Subasta de Contratación de Concesiones de Centrales Hidroeléctricas a través del régimen de cuota, en la cual el vendedor adjudica su energía firme (3.223 MW-medios) y potencia (6.061 MW) por un Ingreso Anual de la Operación en Generación.

En 2016 hubo una subasta de A-5 con el siguiente resultado:

- 202 MW-medios, asignados a Gas (2%), Hidro (58%) y Biomasa (40%) a un precio promedio 198,59 R\$/MWh.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

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.

Prorrateo por temas judiciales

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, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

CDE 2016

El 15 de Diciembre de 2015, ANEEL inició una audiencia pública para discutir, con los agentes y sociedad, el presupuesto económico del fondo CDE para el 2016.

La propuesta preliminar de ANEEL es reducir un 36% el presupuesto del cargo CCC debido a cortes por eficiencia, conllevando hacia un menor cargo en la tarifa final del consumidor.

El plazo para las contribuciones es hasta el 15 de enero de 2016.

Entre los factores que inciden en la disminución del presupuesto se encuentran la reducción de los costos de funcionamiento de la Cuenta de Consumo de Combustible (CCC), y los valores de los premios del año anterior que aún no han sido cancelados.

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 atendimento a criterios de racionalidad operacional y económica.

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.

El 20 de octubre ANEEL, en ámbito de audiencia pública, aprueba el "borrador" de aditivo al Contrato de Concesión y recomienda al Ministerio de Minas y Energía la prórroga de las concesiones. El 28 de Diciembre, el gobierno amplía el plazo para firma del contrato de prórroga de las concesiones debido a la complejidad de evaluación por parte de los controladores actuales - aprobando solamente la de CELG.

Generación Distribuida

En mayo de 2015, el regulador inició un proceso de Audiencia Pública con la sociedad para cambiar la normativa referente a la micro y mini generación distribuida con el objetivo de hacerla más viable. Lo relevante es que se permite que se instalen sistemas de generación (de cualquier fuente renovable, hasta 3MW para hidros y 5MW para otras fuentes) en locales distintos de donde está la carga.

El 24 de Noviembre de 2015, ANEEL aprobó vía Audiencia Pública la normativa de Microgeneración y minigeneración distribuida vía un mecanismo de compensación de energía (Resolución normativa N° 687/15).

Bajo las nuevas reglas, que empezaron a contar el 1 de marzo de 2016, se permite el uso de cualquier fuente de energía renovable, así como la cogeneración calificada, llamando microgeneración distribuida, la planta de generación con una potencia instalada de hasta 75 kilovatios (kW) y distribuido minigeneración con potencia por encima de 75 kW y menor o igual a 5 MW (siendo 3 MW para suministro de agua), conectado a la red de distribución a través de las instalaciones de unidades de consumo.

Cuando la cantidad de energía generada en un mes determinado es mayor que la energía que se consume en ese período, el consumidor se queda con créditos que pueden ser utilizados para reducir la factura del mes siguiente. De acuerdo con la nueva normativa, el período de validez de los créditos de energía se incrementó de 36 a 60 meses, y también pueden ser utilizados para derribar el consumo de las unidades de consumo del mismo propietario situadas en otro lugar, siempre que el área de servicio sea de un mismo distribuidor. Este tipo de uso de los créditos fue llamado "autoconsumo a distancia".

Otra de las novedades de la norma se refiere a la posibilidad de instalación de generación distribuida en condominios (empresas de múltiples unidades de consumo). En esta configuración, la energía generada se puede distribuir en porcentajes definidos por los propios consumidores.

ANEEL también creó la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas se unan en un consorcio o una cooperativa, instalen pequeños equipos de generación, como paneles fotovoltaicos y micro-aerogeneradores, micro distribuidor y utilicen la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o cooperativa.

En cuanto a los procedimientos necesarios para conectar el micro o mini-generador a la red de distribución, la ANEEL estableció reglas que simplifican el proceso: se establecieron modelos de formularios para que los realice el consumidor para la solicitud de acceso y el término para que el distribuidor pueda conectar las plantas de 75 kW, que fue de 82 días, se redujo a 34 días. Además, a partir de enero de 2017, los consumidores podrán hacer la solicitud y realizar el seguimiento del progreso de su orden por el distribuidor a través de Internet.

Personal Compartido y contratos entre partes relacionadas

ANEEL aprobó, el 28/01/2016, nueva regla para compartir personal e infra estructura entre empresas del mismo grupo, como la regla para aprobación de contratos entre partes relacionadas.

Nueva regla para personal compartido e infraestructura administrativas entre empresas del mismo grupo:

- Permite compartir personal e infra estructura administrativas entre empresas de distintas actividades (generación, distribución, transmisión, comercialización y holdings).
- Para contratación de personal debe ser comparada las modalidades de prestación de servicio y compartimiento de recursos humanos debiendo ser utilizada la opción más viable económicamente. Los contratos de prestación de servicio tienen plazo máximo de 5 años, pudiendo ser prorrogado mediante requerimiento y comprobación de ventajas económicas;
- Utiliza el Activo Inmovilizado Bruto (AIB) como criterio regulatorio para división de la totalidad de los costes de personal y servicios de terceros, bien como la infraestructura compartida entre las empresas participantes. La cuota compartida de costes de personal para las distribuidoras está limitada a 40% de sus costos totales con personal registrado en sus registros contables.
- Los contratos para compartir personal e infra estructura administrativas deben aplicar los principios de individualidad económica, financiera, administrativa y operacional de las empresas:
 - ✓ Los principios deben ser comprobados en la solicitud encaminada a ANEEL;
 - ✓ Los contratos para compartir personal e infra estructura administrativas tienen plazo máximo de 5 años, pudiendo ser prorrogado mediante requerimiento y comprobación de ventajas económicas;
 - ✓ Los contratos deben contener cláusula de salida para que en una situación de intervención administrativa el interventor pueda mantener las condiciones del contrato por plazo no inferior a 1 año.
- La estructura a ser propuesta a ANEEL, para las empresas de distribución, debe considerar:
 - ✓ Los procesos de operación, ingeniería y defensa del pueblo (no se puede compartir);
 - ✓ Los procesos de compras, contabilidad, mercado, financiero, auditoría y otros, se pueden compartir, a criterio de ANEEL, después de la análisis de la solicitud de aprobación previa;

Nueva regla para aprobación de contratos entre partes relacionadas

- Los contratos entre partes relacionadas de compra y venta de energía en el ambiente libre (CCEAL), que serán revisados y autorizados por la ANEEL con posterioridad al acuerdo inicial de las partes, tienen que cumplir las siguientes condiciones:

Recepta Operación Neta Anual – ROL	Límite anual de desembolso del contrato
Mayor que 3,5 mil millones de reales	650 mil reales
Menor que 3,5 mil millones de reales y mayor que mil millones de reales	350 mil reales
Menor que mil millones de reales	150 mil reales

- Los contratos de préstamo entre partes relacionadas, es una condición de quien toma el préstamo, deben tener plazo máximo de 4 años.

Resolución 237

El 6 de septiembre de 2016, el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) firmó la Resolución 237 que permite a las distribuidoras de energía solicitar al ministerio que sus inversiones en sistemas de distribución en alta tensión y en subestaciones sean clasificadas como prioritarias. Esta clasificación permite el acceso a emisiones de “debentures de Infraestructura” que son bonos financieros con plazos más largos que los bonos regulares y que cuentan con beneficios tributarios para los acreedores. La extensión de este beneficio a las empresas distribuidoras de energía fue resultado de una acción de las Distribuidoras y de las Asociación Brasileña de las Distribuidoras de Energía (“ABRADEE”) junto al Ministro de Minas y Energía (“MME”).

Medica Provisional N° 735

La Medida Provisional N° 735, del 22 de junio de 2016, determinó los siguientes cambios:

1) Encargos Sectoriales

- El 1 de enero de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad (“CCEE”) reemplazará Eletrobrás como la encargada de realizar actividades de cobro de las cuotas de Reserva Global de Reversión (“RGR”), Cuenta de Desarrollo Energético (“CDE”) y Cuenta de Consumo de Combustible (“CCC”), así como en la gestión de los fondos para el pago de los montos relativos a la administración y el funcionamiento de estos fondos sectoriales.
- A partir del 1 de enero de 2030, el reparto de las cuotas anuales de la CDE será proporcional al mercado consumidor de energía eléctrica atendido por las distribuidoras y por los concesionarios de distribución y transmisión, expresado en MWh. No se tendrá más en cuenta la región geográfica que se encuentra la concesión. Entre el 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2029 se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4.53 para las cuotas de las regiones Sur, Sureste y las cuotas de las regiones Norte y Noreste)
- A partir del 1 de enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrateado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
 - Alta Tensión = $1/3 \times$ costo de Baja Tensión
 - Media Tensión = $2/3 \times$ costo de Baja Tensión
- Entre el 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2029 el costo por MWh de las cuotas anuales de la CDE tendrá un ajuste gradual y uniforme para llegar a las proporciones expuestas anteriormente.

2) Tasa de Itaipú

Itaipú es una planta hidroeléctrica binacional que se consolidó por el Tratado Internacional firmado entre Brasil y Paraguay el 26 de abril de 1973, con el objetivo de cumplir con el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná propiedad de los dos países, (desde e incluyendo el salto Grande de Siete caídas Guaira hasta la desembocadura del río Iguazú)

La tasa de traspaso de energía de Itaipú es fijo en dólares por kilovatio de potencia contratada mensual. Las empresas distribuidoras deben pagar a Eletrobras mensualmente, en la cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipú, la cantidad que resulte de multiplicar la cuota mensual de la potencia contratada por la tasa de transferencia de energía de Itaipú, ambos aprobados por la ANEEL.

A partir del 1 de enero de 2016 según el Art. N°6 de la medida Provisional N° 735, estableció una nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú la que será incluida en la tarifa el costo total del factor multiplicador de 15,3 sobre el costo de cesión de energía que se refiere el Acuerdo entre Brasil y Paraguay sobre la base financiera del anexo C del Tratado de Itaipú.

3) Subastas

- Para las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que no serán renovadas, que se faculta al Gobierno Federal promover la oferta de venta/subasta de la nueva concesión por el período de 30 años .

Tasa mensual CDE: compensación de descuentos dados a los consumidores con orden judicial

La resolución N°1.576, autorizó a las distribuidoras de energía a compensar los menores importes facturados (debido a las acciones en la justicia contra ítems de la Cuenta de Desarrollo Energético) en las cuotas mensuales de CDE.

La diferencia entre la tarifa normal y la tarifa con una orden judicial debe deducirse de la cuota mensual del CDE. Este ajuste de cuentas no se llevará a cabo a través de tarifas. No habrá activo regulatorio para ser incluido en las tarifas. Hay que compensar en la cuota mensual del CDE todo el descuento dado a los consumidores con orden judiciales, es decir, el pago mensual de las cuotas, serán menores que las cuotas definidas en la resolución.

Ley N° 13.203: Ampliación del descuento a los beneficiarios en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución (“TUSD”) y Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión (“TUST”)

La ley N° 13.203, publicada el 8 de diciembre de 2015, ha ampliado el alcance de los beneficiarios del descuento en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución y de Transmisión: así como también el tamaño de la generación y el destino de la energía, cuando ésta se considera y es utilizada para la auto-producción:

- Para los proyectos de energía hidroeléctrica con una potencia igual o inferior a 3.000 kW y los basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte

o distribución es inferior o igual a 30.000 kW, ANEEL deberá establecer el porcentaje de reducción no inferior al 50%, el cual se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y consumo de energía:

- i) Comercializados por las explotaciones; y
 - ii) Dirigido a la auto-producción, para las empresas que entrarán en operación comercial a contar del 1 de enero de 2016.
- Para proyectos basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, ANEEL deberá establecer un porcentaje de reducción no inferior al 50% el que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y el consumo de energía de este tipo de iniciativas, comercializados o destinados a ser auto-producción, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución sea superior a 30.000 kW y menor o igual a 300.000 kW y cumplir con cualquiera de los siguientes criterios:
 - i) Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 1 de enero de 2016; ó
 - ii) Sean proyectos cuya autorización para entrar en operación comercial es a contar del 1 de enero de 2016.

Para la regulación de la Ley, ANEEL estableció la Audiencia Pública N°38 (que cambiará la Res. N°77/2004). A medida que estos descuentos dan como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas) implicaría un aumento en las tarifas de los consumidores de Ampla y Coelce, ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

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).

En octubre de 2016 se llevó a cabo el panel del Mercado de Energía Mayorista “*En la Evolución del Esquema Regulatorio en Colombia*” organizado por la CREG, donde expertos internacionales y nacionales discutieron temas como el ajuste al precio de escasez y el cargo por confiabilidad, el mercado organizado de contratos, el despacho vinculante, mercados intra-diaros y la introducción de energías renovables no convencionales a la matriz energética. El objeto del evento era analizar las propuestas de la CREG sobre estos temas, con miras a cambios en el mercado dada la reciente experiencia del Fenómeno El Niño.

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 aprobada 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 y que cubre la demanda máxima más un margen de reserva, 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 y al tener las centrales a gas natural la posibilidad de declarar precios de gas menores a sus costos reales. En relación al costo marginal idealizado, considera, que no existen restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y, además define 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 publicación de las modificaciones a los reglamentos existentes y de los nuevos reglamentos derivados de este Decreto se viene efectuando durante el 2016, para su posterior implementación.

Energías renovables no convencionales

- *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 las resoluciones 11 y 212 de 2015 que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. El Ministerio de Minas y Energía expidió en 2015 el Decreto 1623 que reglamenta las políticas de expansión de cobertura y el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715. En 2016 la UPME expidió la resolución 45 de 2016, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de FNCE y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o IVA.

Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible – MADS, expidió la Resolución 1283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables – FNCER y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley 1715 de 2014. De igual manera, este Ministerio mediante la Resolución 1312 de 2016, adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental.

- *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 y con precios límites para cumplirlo.
- *En Argentina*, el 21 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la nueva ley 27.191 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.

El decreto 531/16 publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta la Ley 26.190 y su modificatoria 27.191 sobre energía renovable. Básicamente reglamenta ciertas formalidades a saber:

- Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería
- Se habilita a generadores / comercializadores a realizar contratos con la Demanda => 300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.
- CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a Demanda < 300 KW
- Todas las compras de CAMMESA estarán garantizadas por el Fondo Fiduciario (FODER)
- El FODER se conformará por aportes del Tesoro y por un cargo específico aplicado a la demanda abastecida por CAMMESA.
- Los objetivos deberán cumplirse con energía renovables generada por instalaciones en el país.
- Para poder utilizar los beneficios fiscales se debe tener un certificado de inclusión en régimen de fomento de energía renovable expedido por la autoridad.

El Ministerio / CAMMESA / Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del Fondo Fiduciario (FODER) y pliego de licitaciones.

Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas del 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1000 MW bajo el denominado “Programa Renovar-Ronda 1” divididos de la siguiente manera:

- o Eólico: 600MW
- o Solar: 300 MW
- o Biomasa: 65 MW
- o MiniHidro: 20 MW
- o Biogas: 15 MW

La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno. CAMMESA es el comprador de la energía con precios en USD/MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogas por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016 se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 USD/MWh y para la solar de 59 USD/MWh.

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 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 Perú las integraciones están sujetas a autorización. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de clientes no regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW (1)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (2)

(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): 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.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

En los 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.

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, está 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 requirió 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).

Posteriormente, mediante la Nota SE N° 1208, la Secretaría de Energía instruyó 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 Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Como consecuencia de ello, durante el primer semestre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por \$628,6 millones de pesos argentinos.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representa un primer paso hacia la mejora de la situación económica de la Sociedad, la misma prevé que las inversiones sigan siendo financiadas con endeudamiento mediante 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 aumentos en los costos operativos. Las tarifas, por su parte, permanecen congeladas desde 2008.

Adicionalmente, el ENRE informó a la Secretaría de Energía las variaciones correspondientes al Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) de los periodos nov14-abr15 (6,85%) y may15-oct15 (8,92%) en cumplimiento de lo establecido en el Artículo 2° de la Resolución SE 32/15 con el fin de que dicha Secretaría proceda a actualizar los Ingresos Transitorios establecidos por el Artículo 5° de dicha resolución, en función de las variaciones producidas. Hecho que se produjo mediante las notas SE 2097 y 2157. Por otra parte, a través de la nota SE 2158 se produjo el reconociendo de los mayores costos salariales correspondientes al año 2014 que fueron efectivizados al personal durante el año 2015 (pauta por productividad año 2014).

En un cambio de paradigma, el día 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el Poder Ejecutivo Nacional declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA a que elaborar, poner en vigencia, e implementar en el programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En cumplimiento de estas instrucciones, el día 27 de enero de 2016, se publicó la resolución N° 06 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano febrero 2016 - abril 2017 para el Mercado Eléctrico Mayorista, calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", sincerado de los costos de la energía eléctrica, a través de un recorte en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorre y una nueva Tarifa Social. La resolución es un paso importante hacia la reconstrucción de la cadena de pago del mercado eléctrico.

En coordinación con la anterior, el día 28 de enero de 2016, la resolución N° 07 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA dirigida específicamente a las Distribuidoras EDESUR S.A. y EDENOR S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que en ejercicio de facultades que le son propias efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución en los cuadros tarifarios de las Distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente instruye dejar sin efecto el PUREE y a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de los criterios definidos por la norma. Y a que se lleve a cabo todos los actos que fueren necesarios a efectos de proceder a la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las Distribuidoras, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Reflejando la intención de la nueva administración de volver a los fundamentos de la Ley 24.065 y de normalización del sector eléctrico, con fecha 29 de enero de 2016 el ENRE emitió las resoluciones N° 01 y 02. La primera de ellas contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 01/2/2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte la segunda establece la finalización del FOCEDA el día 31/01/2012 y establece un nuevo régimen para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347/12 dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el BCRA.

Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril de 2016 se dictan las resoluciones N° 54 y 55 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD. La primera aprueba el Pliego de Bases y Condiciones Particulares para la contratación del Consultor para la RTI de EDESUR y EDENOR con fecha de adjudicación prevista 27 de mayo de 2015. Por su parte la segunda aprueba el cronograma y emite Lineamientos para la misma, indicando que ENRE definirá los Parámetros de Calidad y la TASA. Y estableciendo que la primer presentación de los informes de las Distribuidoras deberá ser el 20 de julio de 2016 y la presentación final de los mismos el 1° de septiembre de 2016, encontrándose previsto emitir la resolución para llamado a Audiencia Pública el 5 de septiembre de 2016.

Con fecha 27 de abril de 2016 la Secretaría de Energía Eléctrica publicó la Resolución SEE 0041/2016 por la cual aprueba la Programación Estacional de Invierno para el Mercado Eléctrico Mayorista elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1 de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, con valores coincidentes a los establecidos en la resolución N° 06 del MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA el día 27 de enero de 2016.

Mediante la Resolución ENRE 0290/2016 de aplicación a Edenor S.A. y Edesur S.A., el ENRE resuelve instruir a las empresas distribuidoras a eliminar el recargo del seis por mil (6%) establecido por el Artículo 1 de la Ley 23.681, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del Decreto 695/2016 e instruir a efectuar las adecuaciones necesarias en sus sistemas de facturación, realizando los ajustes que correspondan (créditos), a fin de garantizar la correcta aplicación del mencionado Decreto.

Posteriormente el ENRE con fecha 7 de septiembre publicó la Resolución ENRE 0321/2016 para Edenor S.A. y Edesur S.A., en la cual resuelve aprobar el Concurso Público de Etapa Múltiple Nacional 1/2016 tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las empresas distribuidoras.

Continuando con el proceso de renegociación tarifaria el día 8 de agosto el ENRE emitió la Resolución 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI. La misma recepciona muchos de los aportes y modificaciones solicitados por EDESUR al borrador que nos fuese informalmente acercado.

En forma similar, día 29 de agosto a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Por otra parte, con fecha 30 de agosto, el organismo regulador procedió a informar el valor de Tasa de Rentabilidad adoptada. Fijadas en la Resolución ENRE 494/16 en 12,46% antes de Impuestos y 8,10% después de Impuestos.

Más allá del retraso en la comunicación de la información por parte del Regulador, EDESUR procedió a la presentación final del Segundo Informe de la Distribuidora solicitado por la Resolución ENRE 55/16. Presentando en cumplimiento del cronograma establecido el día 1° de Septiembre los informes de Red Ideal y Plan de Inversiones Plurianuales. Y el día 6 de Septiembre los informes relacionados con Fundamentos y criterios de la propuesta. Costos de Explotación. Requerimiento de ingresos y calculo tarifario. Estructura Tarifaria y traslado de costos Mayoristas. Mecanismo de actualización del costo propio de distribución. Resultado y Modelo económico financiero. Finalizando de este modo con la entrega formal de informes requeridos por la resolución mencionada.

Avanzando un paso más en el proceso, el día 28 de septiembre, a través de la Resolución ENRE 0522/2016, el organismo regulador resolvió convocar a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal; ello dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las referidas Concesionarias en dicho quinquenio. La Audiencia Pública se llevará a cabo en el Teatro de la Ribera, sito en Avenida Pedro de Mendoza 1821, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, el día viernes 28 de octubre de 2016, a las 9:00 horas y su procedimiento se registrará por el Reglamento de Audiencias Públicas del ENRE, aprobado por Resolución 30/2004.

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.

El 1 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.

Finalmente, todavía en el ámbito del 4° ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria -que todavía seguía pendiente-, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Respecto a CIEN, ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica de la interconectora. Desde el 1 de julio de 2015, las tasas se ajustaron por -7,49%, según el aprobado en la Resolución nº 1.902/2015.

En reunión de Directorio de 08/03/16, ANEEL homologó el reajuste tarifario de Ampla a partir de 15/03/16. El reajuste fue 7,38% para todos los clientes de Ampla (7,15% para los consumidores de baja tensión y 7,89% para los consumidores de alta tensión).

Con respecto a la solicitud de cambio de la tasa de reliquidación fue decidida la creación de un grupo de estudio para definir los nuevos valores con plazo de 6 meses.

ANEEL aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica ("RTP") de la Compañía Energética del Ceará (Coelce), a través de la Resolución N° 2061 del 12 de abril de 2016, cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste de 2016.

ANEEL ha establecido, por la Resolución N° 2065 del 19 de abril de 2016, las tarifas de energía de Coelce resultante del proceso de reajuste de tarifas 2016, donde aumento medio percibido por los consumidores fue de 12,97%.

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 remuneradas. 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.

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.

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 2015 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 marzo de 2016, la CREG propone un nuevo proyecto de Metodología de remuneración a través de la Resolución 024 de 2016, en la cual se mantiene la propuesta de aplicar el valor depreciado de los activos, se establece un factor de capital remanente en función a fechas de entrada de operación e inventarios históricos y plantea un factor de mensualización de los ingresos.

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 realizó en Diciembre de 2015 mediante resolución CREG 120 y 191 de 2015.

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

Perú

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

5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS

5.1.- Proceso de reorganización societaria.

I. Antecedentes Generales

Con fecha 28 de Abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS mediante un hecho esencial que el directorio de la compañía resolvió, por la unanimidad de sus miembros, iniciar un análisis de reorganización societaria (“reorganización”) tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile, cuyo objetivo es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan de su compleja estructura societaria existente a esa fecha y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel SpA.

La fase de “División” del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

La reorganización comenzó con la división de Enersis, y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) y Chilectra S.A. (“Chilectra”).

Endesa Chile y Chilectra realizaron las divisiones de sus negocios fuera de Chile y sus activos y pasivos relacionados, resultando en la creación de Chilectra Américas S.A. (“Chilectra Américas”) como una nueva sociedad de la división de Chilectra y la creación de Endesa Américas S.A. (“Endesa Américas”) como una nueva sociedad de la división de Endesa Chile. A estas dos nuevas se les asignaron las participaciones (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú) y los correspondientes activos y pasivos de los negocios fuera de Chile de Chilectra y Endesa Chile. Después de las divisiones, cada una de las sociedades continuadora, Endesa Chile y Chilectra, retuvieron las participaciones y los correspondientes activos y pasivos de los negocios que actualmente desarrollan en Chile.

Siguiendo las divisiones de Endesa Chile y Chilectra, Enersis realizó la división de sus negocios en Chile y los correspondientes activos y pasivos, resultando en la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A., (“Enersis Chile”), a la cual le fueron asignados las participaciones y correspondientes activos y pasivos de los negocios de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones en Endesa Chile y Chilectra (después de las divisiones de estas sociedades como se describió previamente). Después de la división, la sociedad continuadora de la división, Enersis cuyo nombre fue modificado a “Enersis Américas S.A.”, se le asignaron las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile es la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis Américas conservó la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación en Endesa Américas y Chilectra Américas.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada sociedad.

La fase de “Fusión” del proceso de reorganización se llevaría a cabo como sigue:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora. En esta fusión, Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales sería sin liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones.

Con fecha 14 de septiembre de 2016, Enersis Américas comenzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones (“OPA”) por las acciones y ADSs de Endesa Américas bajo las regulaciones en Chile y en los Estados Unidos de Norteamérica. La OPA será por todas las acciones (distintas de aquellas de propiedad de Enersis Américas), incluyendo en la forma de ADS representados por los ADR de Endesa Américas, por un precio de Ch\$300 por

acción (o en el caso de los ADS el equivalente en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica de Ch\$9.000 por), la cual finalizará el 28 de octubre de 2016, a menos que sea extendida.

La OPA es contingente a (i) la aprobación de la fusión por los accionistas en la junta extraordinaria de accionistas celebradas en conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas (la cual fue obtenida el 28 de septiembre de 2016); (ii) menos del 10% de las acciones de Enersis Américas, 10% de las acciones de Endesa Américas y un 0,91% de las acciones de Chilectra Américas ejerzan el derecho a retiro en relación con la fusión, siempre que ningún accionista posea más del 65% de Enersis Américas después del ejercicio del derecho a retiro, y (iii) la ausencia de cualquier evento significativo adverso en Endesa Américas y sus filiales.

Como consecuencia de la aprobación de la fusión, los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas tienen las siguientes opciones:

- Los accionistas de Endesa Américas podrían participar en la fusión y recibir 2,8 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Endesa Américas share que ellos posean, y 1.68 ADS de Enersis Américas por cada uno de los ADS de Endesa Américas que ellos posean, dado que Endesa Américas dejará de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Chilectra Américas podrían participar en la fusión y recibir 4.0 shares de Enersis Américas por cada una de las acciones de Chilectra Américas que ellos posean dado que Chilectra Américas también dejará de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;
- Los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas podrían disentir con respecto a la fusión y ejercer su derecho a retiro establecido en las leyes Chilenas y recibir un pago en efectivo equivalente al promedio ponderado de los precios de cierre de las acciones de Enersis Américas o Endesa Américas shares, como sea el caso, como han sido informados en las Bolsas de Valores en Chile durante el período de 60 días transados precedente al período de 30 días transados previo a la fecha en el cual la fusión fue aprobada o el valor en libros de las acciones de Chilectra Américas, como sea aplicable; o
- Los accionistas de Endesa Américas podrían ofrecer sus acciones de Endesa Américas y ADS en la OPA.

Una vez materializada la fusión, Enersis Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas serán convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como sea aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejarán de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejará de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York. Posteriormente a la fusión, Enel SpA continuará siendo la última matriz controladora, a través de su participación mayoritaria en las acciones de Enersis Américas y los anteriores accionistas minoritarios de Endesa Américas y Chilectra Américas, en conjunto con los actuales accionistas minoritarios de Enersis Américas, poseerán sus correspondientes participaciones no controladoras en Enersis Américas.

II. Aspectos Contables

Al 31 de diciembre de 2015, habiéndose cumplido los requisitos establecidos en la NIIF 5 “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas”, se realizaron los siguientes registros contables:

(1) Activos y pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de generación y distribución en Chile fueron considerados como “Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios”, o como “Pasivos no corrientes o grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 3.j.

A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 1 de marzo de 2016, fecha en que se materializó la división de Enersis Américas, y al 31 de diciembre de 2015:

	01-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	161.018.932	144.261.845
Otros activos financieros corrientes	568.475	16.313.194
Otros activos no financieros corriente	5.815.999	3.984.943
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	583.273.636	596.364.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	32.782.254	23.611.569
Inventarios	42.865.038	42.616.615
Activos por impuestos corrientes	27.567.612	20.306.212
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	853.891.946	847.458.846
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Otros activos financieros no corrientes	25.145.235	21.750.452
Otros activos no financieros no corrientes	5.631.227	4.769.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	14.550.780	14.392.223
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	32.780.878	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42.372.945	42.879.326
Plusvalía	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	3.444.874.361	3.429.167.797
Propiedad de inversión	8.152.496	8.150.987
Activos por impuestos diferidos	21.513.079	22.392.339
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	4.482.278.656	4.476.477.035
TOTAL DE ACTIVOS	5.336.170.602	5.323.935.881
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros corrientes	27.396.476	27.921.725
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	512.636.625	554.915.972
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	59.888.535	55.238.930
Otras provisiones corrientes	9.265.833	16.329.195
Pasivos por impuestos corrientes	20.652.997	15.119.789
Otros pasivos no financieros corrientes	9.168.651	6.120.658
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	639.009.117	675.646.269
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros no corrientes	905.387.924	917.197.790
Otras cuentas por pagar no corrientes	4.883.177	6.034.216
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	251.527	97.186
Otras provisiones no corrientes	56.116.139	56.116.140
Pasivo por impuestos diferidos	238.227.605	235.101.356
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	55.697.489	55.023.456
Otros pasivos no financieros no corrientes	435.673	435.689
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.260.999.534	1.270.005.833
TOTAL PASIVOS	1.900.008.651	1.945.652.102

(2) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

Los saldos acumulados en reservas por otros resultados integrales, asociadas a los activos y pasivos mantenidos para distribución a los propietarios, fueron los siguientes:

Reservas generadas por	01-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	10.192.702	11.328.513
Coberturas de flujo de caja	(112.912.093)	(120.517.197)
Remediación de activos disponibles para la venta	14.841	14.835
Otras reservas	(553.646)	7.736.853
Total	(103.258.196)	(101.436.996)

(3) Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación y distribución en Chile, objeto de distribución a los propietarios, generados hasta la fecha de materialización de la división de Enersis Américas fueron considerados como operaciones discontinuadas y se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

A continuación se presenta el desglose por naturaleza del rubro "Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas" al 29 de febrero de 2016 y 30 de septiembre de 2015:

ESTADO DE RESULTADOS Ganancia (pérdida)	29-02-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	402.810.199	1.752.672.017
Otros ingresos, por naturaleza	2.561.433	8.298.934
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	405.371.632	1.760.970.951
Materias primas y consumibles utilizados	(236.672.086)	(1.151.827.225)
Margen de Contribución	168.699.546	609.143.726
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.367.108	16.076.024
Gastos por beneficios a los empleados	(16.099.065)	(102.295.695)
Gasto por depreciación y amortización	-	(112.391.453)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(968.888)	(4.917.537)
Otros gastos por naturaleza	(16.591.065)	(82.469.879)
Resultado de Explotación	138.407.636	323.145.186
Otras ganancias (pérdidas)	-	6.694.174
Ingresos financieros	2.563.118	11.074.773
Costos financieros	(8.616.990)	(48.004.105)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.293.725	7.482.890
Diferencias de cambio	(21.263)	(12.523.751)
Resultado por unidades de reajuste	267.856	3.320.149
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	133.894.082	291.189.316
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(18.763.695)	(57.496.655)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	115.130.387	233.692.661
Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:		
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	77.879.507	186.331.738
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	37.250.880	47.360.923
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	115.130.387	233.692.661

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 31 "Información por segmento".

A continuación se presenta el desglose por naturaleza de los resultados integrales totales procedentes de operaciones discontinuadas” al 29 de febrero de 2016 y 30 de septiembre de 2015, dichos resultados forman parte de los Estados de Resultados Integrales Consolidados Intermedios, por Naturaleza por los períodos de nueve meses terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015:

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	29-02-2016 M\$	30-09-2015 M\$
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	115.130.387	233.692.661
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	(1.702.604)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(1.875.159)	3.812.462
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	10	2.419
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(13.822.107)	151.687
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	12.652.797	(85.783.337)
Total Otro Resultado Integral de Operaciones Discontinuadas	(3.044.459)	(83.519.373)
RESULTADO INTEGRAL TOTAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	112.085.928	150.173.288
Resultado integral de operaciones discontinuadas atribuible a:		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	76.058.307	135.425.038
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	36.027.621	14.748.250
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	112.085.928	150.173.288

(4) Flujos de efectivo

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas al 29 de febrero de 2016 y 30 de septiembre de 2015:

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS	29-02-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	151.998.467	334.292.792
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(46.141.505)	(468.430.077)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(88.197.076)	82.509.520
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	17.659.886	(51.627.765)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(902.799)	3.772.469
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	16.757.087	(47.855.296)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	144.261.845	133.015.629
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	161.018.932	85.160.333

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

- a) La composición del rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo en caja	1.192.089	7.718.308
Saldos en bancos	296.394.735	194.453.214
Depósitos a corto plazo	931.405.153	573.985.007
Otros instrumentos de renta fija	330.458.223	409.006.815
Total	1.559.450.200	1.185.163.344

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:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	699.623.133	835.468.993
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Argentinos	114.708.586	44.883.600
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Colombianos	258.018.631	156.731.922
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Real Brasileño	221.620.811	91.204.686
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Nuevo Sol Peruano	52.777.565	34.749.661
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US\$ Estadounidenses	212.701.474	22.124.482
Total	Total	1.559.450.200	1.185.163.344

- c) 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 2016 y 31 de diciembre de 2015:

	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.559.450.200	1.185.163.344
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	144.261.845
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.559.450.200	1.329.425.189

(*) Ver nota 5.1.II.i).

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

Pérdida de control en subsidiarias	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias	-	25.000.000
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	-	(18.360.347)
Total neto	-	6.639.653

- e) Otras salidas de efectivo clasificadas como actividades de financiación:

Como consecuencia de la materialización de la división de la Enersis Américas (ver nota 5.1), con fecha 1 de marzo de 2016, se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Enersis Chile por un total de M\$161.018.932. Este monto corresponde a parte de saldo que a dicha fecha mantenía la sociedad Matriz, más la totalidad de los saldos que poseían las filiales chilenas. Esta salida de efectivo se presenta como una actividad de Financiamiento, en la línea "Otras Salidas de Efectivo".

- f) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en “Otros pagos por actividades de operación” incluidos en el Estado de Flujos de Caja:

Otros pagos por actividades de operación	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, Sales taxes, Custom taxes, taxes on bank transfers) (1)	(621.259.120)	(664.808.503)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(275.288.164)	(296.375.364)
Pagos por la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) (3)	(124.955.881)	(70.585.737)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(196.314.024)	(285.614.974)
Total otros pagos por actividades de operación	(1.217.817.189)	(1.317.384.578)

- (1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron M\$ 435.550.258 y M\$ 400.363.374 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, respectivamente.
 - Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el “*Programa de Integração Social*” (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el “*Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social*” (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron M\$ 106.241.865 y M\$ 106.136.322 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, respectivamente.
 - Pagos por impuestos a las ventas en Perú por M\$ 39.713.000 y M\$ 22.808.043 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, respectivamente.
 - Pagos por impuestos IVA en Chile por M\$ 13.165.610 y M\$ 84.238.555 por los períodos terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, respectivamente.
- (2) Nuestra filial Colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como “Otros cobros de actividades de la operación”.
- (3) En Brasil, la Ley 10,438/2002 creó la “Conta de Desenvolvimento Energético” (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiary clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.
- (4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individualmente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Otros activos financieros (*)	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	1.708.277	616.296
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (2)	-	-	635.048.596	487.893.679
Activos mantenidos hasta el vencimiento (1)	64.759.927	27.195.496	36.046	39.673
Instrumentos derivados de cobertura	1.247.950	1.172.125	3.471	978.556
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (1)	21.558.606	35.467.539	657.780	-
Instrumentos derivados de no cobertura	982.391	4.427.286	-	-
Total	88.548.874	68.262.446	637.454.170	489.528.204

(*) ver nota 19.1.a

- (1) Los montos incluidos en inversiones mantenidas hasta el vencimiento y activos financieros a valor razonable con cambios en resultado, corresponden principalmente a depósitos a plazo y otras inversiones de alta liquidez, que son fácilmente convertibles en efectivo y están sujetas a un bajo riesgo de alteraciones en su valor, pero no cumplen estrictamente con la definición de equivalentes de efectivo tal como se define en la nota 3.f.2 (por ejemplo, con vencimiento superior a 90 días desde el momento de la inversión).
- (2) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando a partir de entonces a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver nota 3.f).

8. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

a) La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	30-09-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	1.211.792.246	356.190.847	1.194.381.502	398.695.864
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	997.028.485	61.117.754	859.695.602	82.274.666
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	214.763.761	295.073.093	334.685.900	316.421.198

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	30-09-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	1.087.730.254	344.690.415	1.088.131.567	398.695.864
Cuentas comerciales por cobrar, neto	874.325.136	49.617.322	754.571.268	82.274.666
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	213.405.118	295.073.093	333.560.299	316.421.198

(1) Incluye principalmente al 30 de septiembre de 2016, cuentas por cobrar al personal por M\$ 15.387.114 (M\$ 14.081.204 al 31 diciembre de 2015); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 0 (M\$ 28.174.339 al 31 de diciembre de 2015) (ver nota 4); impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 36.684.623 (M\$ 62.451.442 al 31 de diciembre de 2015); cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por M\$ 37.407.076 (M\$ 150.798.761 al 31 de diciembre de 2015), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por M\$ 112.399.950 (M\$83.800.187 al 31 de

diciembre de 2015) a consumidores de “baja renta” (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de “baja renta”, donde el Estado brasileño compensa a nuestras filiales Ampla y Coelce ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por M\$ 228.955.513 (M\$237.424.900 al 31 de diciembre de 2015) (Ver Nota 32.5).

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el periodo terminado al 30 de septiembre de 2016 y 2015.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 9.1.

b) Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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	
	30-09-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	173.100.354	117.895.535
Con antigüedad entre tres y seis meses	23.916.341	25.783.187
Con antigüedad entre seis y doce meses	25.908.038	28.220.570
Con antigüedad mayor a doce meses	11.626.139	7.034.592
Total	234.550.872	178.933.884

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

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M\$
Saldo al 1 de enero de 2015	162.340.986
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	46.890.017
Montos castigados	(23.480.578)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.623.000)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(35.877.490)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	106.249.935
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	56.928.276
Montos castigados	(38.530.115)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	11.085.477
Otros movimientos	(171.149)
Saldo al 30 de septiembre de 2016	135.562.424

(*) Ver Nota 27. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enersis Américas, ascendió a M\$ 27.879.346 durante el periodo terminado al 30 de septiembre de 2015 (Ver Nota 27).

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.f.3 y 18.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL): Ver anexo 6.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver anexo 6.1.

9. 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 Américas es la sociedad italiana Enel, S.p.A.

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la sociedad y sus entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	21.079	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	12.748	13.077	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	-	28.628	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	5.410	5.833	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	13.123	30.373	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	63.108	114.758	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	33.058	42.003	254.955	355.485
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	14.264	3.276	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	861.658	931.267	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.017.154	553.472	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	116.426	216.682	-	-
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	36.067	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	139.874	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	43.075	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	49.564	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A. (1)	Chile	Matriz Común	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	-	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	84.771	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	132.074	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	63.638	-	-	-
78.970.360-4	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	655	-	-	-
76.003.204-3	Central Eólico Canela S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
76.014.570-K	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Central Térmica Manuel Belgrano	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	5.979	-	-	-
Extranjera	Central Térmica Manuel Belgrano	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	21.166	-	-	-
Extranjera	Central Térmica San Martín	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	4.605	-	-	-
Extranjera	Central Térmica San Martín	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	16.301	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	4.484.196	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de materiales	Menos de 90 días	47.364	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	5.536	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	2.200	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	99.972	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	22.669	145.858	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	205.790	116.940	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	960	-	-	-
96.806.130-5	E.E. de Colina Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	9.708	-	-	-
77.047.280-6	Cameros	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	407	343	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	33.772	460	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	555	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	24.473	460	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	555	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	51.882	538	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	647	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	34.751	469	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	564	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	409	344	-	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	406	341	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	16.155	263	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	313	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	40.625	429	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	511	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	43.072	429	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	511	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	21.393	15.306	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	18.516	978.185	-	-
Extranjera	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	24.278	21.454	-	-
Extranjera	Enel Soluções Energéticas	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	67	54	-	-
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	788	626	-	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	737	585	-	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	788	624	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	207.814	-	-
Total							7.814.328	3.566.930	254.955	355.485

(1) Corresponde a préstamo de Enersis Américas a Enel Generación Chile S.A (ex Endesa Chile S.A.) por un valor nominal de US\$250 millones, a una tasa fija anual de 1,38% con vencimiento el 5 de diciembre de 2016.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015
				M\$	M\$	M\$	M\$			
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	46.764	59.416	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	58.897.984	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	112.649	40.920	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	151.326	161.015	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	65.628	28.617	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	-	29.658.243	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	376.078	302.025	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	548.541	414.397	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	384.082	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	16.527	173.687	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	128.595	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	577.742	-	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	194.151	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	246.112	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	355.829	184.373	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Euros	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	688.469	-	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	717.177	1.513.001	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	15.424	192.920	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.109.325	1.121.851	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	439.187	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	76.434	74.089	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	344.430	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	321.101	-	-	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	59.721	-	-	-
96.806.130-5	E.E. de Colina Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	32.219	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	1.183.963	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	712.025	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.046.354	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	30.677	-	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	283.838	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	133.839	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.363.226	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	364.754	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	171.472	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	32.458	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	13.632	-	-	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	69.782	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	20.002.579	12.027.207	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	6.021.902	2.841.305	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.945.872	9.039	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	284.332	59.242	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	México	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	189	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	372.655	152.859	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	383.196	110.781	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	452.441	234.876	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	312.029	157.329	-	-
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	291.005	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	285.912	72.411	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerónimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	251.169	183.859	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	257.892	195.699	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	1.374.527	-	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	240.239	82.220	-	-
Extranjera	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	323.899	286.224	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	19.140	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	21.659	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	170.922	64.546	-	-
					Total		46.827.717	109.897.508	-	-

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	30-09-2016	30-09-2015
					M\$	M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	33.714	27.775
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	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A.	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(68.597)	(84.866)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(11.478.600)	(11.641.643)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(39.706)	(103.592)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Derivados de commodities	-	(2.144.063)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(13.704.410)	(120.255.826)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(8.923.783)	(39.104.820)
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	54.377
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	1.103	63.105
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Venta de Energía	444.523	2.554.154
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	(150.802)	(67.354)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(37.162)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	-	563.204
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(1.215.591)	(1.415.325)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.484.096)	(7.052.938)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(42.756)	(215.823)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	59.824	285.452
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	131.409	200.469
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(512.288)	(236.116)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L.	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	2.524	20.803
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(885.381)	(2.644.008)
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	174.832	(529.741)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	117.424	120.762
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	6.074	26.723
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(458.771)	(534.737)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	6.164.606	3.183.913
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	12.257	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	2.221.518	2.125.568
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(1.304.401)	(1.247.239)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(245.968)	(1.083.945)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	8.811
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(87.992)	(123.819)
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	48.233	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(174.388)	(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	(817.159)	(2.059.681)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(40.520)	(79.566)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	35.765	43.983
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	34.620	24.526
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(2.809.400)	(10.919.822)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	139.003	360.506
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(12.973.451)	(11.313.511)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	-	(46.916)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	-	(46.916)
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	83.424	92.573
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(154.366)	(117.931)
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(4.382.025)	(19.806.382)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	25.545	1.471
Extranjera	Quatara Energia S.A.	Brasil	Matriz Común	Compras de Energía	10	(67.308)
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.334	4.405
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.319	4.396
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.350	4.426
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.811.377)	(1.516.887)
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	20.845	6.485
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	291.733	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.551.565)	(1.120.680)
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	15.996	5.868
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	211.401	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.164.410)	(1.816.923)
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	19.711	2.188
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	372.066	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.976.429)	(1.769.347)
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	10.998	2.107
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	350.925	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.079.837)	(695.988)
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	6.498	1.292
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	139.525	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.439.609)	(2.272.239)
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	32.968	5.503
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	448.170	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(1.661.240)	(1.523.201)
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	20.946	4.814
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	300.189	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(172.995)	(328.190)
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(32.346)
Extranjera	Energia Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L.	México	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	5.252	10.923
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(101.643)	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	6.217	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	5.812	-
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	6.217	-
Extranjera	Enel Solucoes Energeticas Ltda	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	532	-
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(2.513.769)	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	Venta de Materiales	3.519.163	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(128.299)	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	27.106	-
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	(6.806)	-
96.806.130-5	E.E. de Colina Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	1.043.354	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	52.306	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(914.803)	-
96.783.220-0	Pehuenche S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(314.895)	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	21	-
76.003.204-3	Eolica Camela	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	215	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	86.404	-
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(1.429.229)	-
76.786.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	141	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	Otros Gastos financieros	(323.065)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.823.148	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(4.664.093)	-
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada	Otras Prestaciones de Servicios	7.740	-
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada	Otros Gastos financieros	(64.629)	-
Extranjera	Enel Green Power Paranapanema S.A	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(205.827)	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(41.021)	-
77.047.280-6	Cameros	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	-
Extranjera	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Matriz Común	Compras de Energía	(27.800)	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	39.708	93.698
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(101.565)	(383.631)
Total					(66.074.901)	(220.877.275)

(*) Por el período terminado el 30 de septiembre de 2016 y 2015, los efectos en resultados de las transacciones con estas compañías en Chile han sido clasificados como operaciones discontinuadas en el estado de resultados integrales (ver Nota 5.1).

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.

9.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 30 de septiembre de 2016, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016, el cual quedó conformado por las siguientes personas:

Sr. Francisco de Borja Acha Besga
Sr. José Antonio Vargas Lleras
Sr. Livio Gallo
Sr. Enrico Viale
Sr. Hernán Somerville Senn
Sr. Patricio Gómez Sabaini
Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016 fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Cruzat Amunátegui, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enersis Américas S.A., a don Hernan Somerville Senn.

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 distintas 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 Américas 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 Américas 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 Américas 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 Américas 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 Américas 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 Américas al 30 de septiembre de 2016 y 2015:

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2016			
			Periodo de desempeño	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - septiembre 2016	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	mayo - septiembre 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	enero - abril 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera (3)	Director	enero - septiembre 2016	25.349	-	8.445
Extranjero	Enrico Viale (5)	Director	mayo - septiembre 2016	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (4)	Director	mayo - septiembre 2016	-	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - abril 2016	25.349	-	8.445
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - septiembre 2016	71.220	-	23.736
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (6)	Director	mayo - septiembre 2016	50.533	-	16.845
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (7)	Director	mayo - septiembre 2016	50.533	-	16.845
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - abril 2016	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo	Director	enero - abril 2016	-	-	-
TOTAL				222.984	-	74.316

RUT	Nombre	Cargo	30-09-2015			
			Periodo de desempeño	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga	Presidente	junio - septiembre 2015	45.292	-	-
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	Ejercicio 2014	20.184	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	enero - junio 2015	77.861	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	junio - septiembre 2015	-	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - abril 2015	-	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar	Director	enero - junio 2015	33.532	-	8.745
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	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	Director	Ejercicio 2014	14.785	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - septiembre 2015	-	-	-
Extranjero	Francesco Di Carlo	Director	abril - septiembre 2015	-	-	-
TOTAL				385.867	-	66.618

(1) Con fecha 30 de septiembre de 2015 el Sr. Francisco de Borja Acha Besga asumió como Presidente, fue nombrado nuevamente como Presidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(2) El Sr. José Antonio Vargas Lleras fue nombrado como Vicepresidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(3) Con fecha 30 de septiembre de 2015, el Sr. Herman Chadwick Piñera asumió como Director, fue nombrado nuevamente como miembro del Directorio con fecha 29 de abril de 2016.

(4) El Sr. Livio Gallo fue nombrado como Director el 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(5) El Sr. Enrico Viale fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(6) El Sr. Patricio Gómez Sabaini fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

(7) El Sr. Domingo Cruzat Amunátegui fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 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 Koprach (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 Giorgianni (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

Los señores Alain Rosolino, José Miranda Montecinos, Paola Visintini Vaccarezza, Domingo Valdés Prieto, ejecutivos principales de Enersis Américas, son remunerados exclusivamente por la sociedad Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.) quien es su empleador, pero prestan servicios a la sociedad en virtud de un contrato intercompañía entre dichas sociedades.

(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 Américas, prestando sus servicios hasta esa misma fecha. El Sr. Luigi Ferraris había asumido el 12 de noviembre de 2014 como Gerente General en reemplazo del Sr. Ignacio Antoñanzas.

(2) El Sr. Daniel Fernández Koprach asumió el 12 de noviembre de 2014 como Subgerente General en reemplazo del Sr. Massimo Tambosco. El Sr. Daniel Fernández dejó de prestar sus servicios a contar del 29 de abril de 2016.

(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 Américas, 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 Américas, 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 Giorgianni 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 Américas 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	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Remuneración	2.581.754	2.332.039
Beneficios a corto plazo para los empleados	164.905	281.564
Otros beneficios a largo plazo	58.150	361.738
Total	2.804.809	2.975.341

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.

9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enersis Américas para el Directorio y personal clave de la gerencia.

10. INVENTARIOS

La composición de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Mercaderías	481.823	872.084
Suministros para la producción	14.928.328	16.060.887
Petróleo	9.984.616	13.602.708
Carbón	4.943.712	2.458.179
Otros inventarios (*)	56.908.990	78.124.926
Total	72.319.141	95.057.897
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	56.908.990	78.124.926
Repuestos	22.581.513	22.871.137
Materiales eléctricos	34.327.477	55.253.789

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 30 de septiembre de 2016, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 197.887.936 (M\$ 171.043.626 al 30 de septiembre de 2015). Ver Nota 25.

Al 30 de septiembre de 2016 y 2015, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Pagos provisionales mensuales (*)	58.690.758	45.274.710
Crédito por utilidades absorbidas	3.333.897	47.244
Créditos por gastos de capacitación	5.000	80.000
Otros	25.425.939	2.052.634
Total	87.455.594	47.454.588

(*) Pagos provisionales mensuales efectuados por sociedades holding.

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Impuesto a la renta	104.208.134	142.607.960
Total	104.208.134	142.607.960

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los periodos terminados el 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2016	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 30/09/2016	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 30/09/2016
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	243.409	-	(276.064)	-	(30.585)	-	63.240	-	-	-
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	15.027	-	999	-	(3.277)	-	-	12.749	-	12.749
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	623.075	-	484.170	(490.140)	(132.222)	-	-	484.883	-	484.883
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	573.257	-	405.704	(453.006)	(118.431)	-	-	407.524	-	407.524
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	11.209	-	-	-	(2.387)	-	-	8.822	-	8.822
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	29.494.468	-	977.540	(269.231)	743.367	(264.717)	-	30.681.427	-	30.681.427
TOTALES						30.960.445	-	1.592.349	(1.212.377)	456.465	(264.717)	63.240	31.595.405	-	31.595.405

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2015	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida) (1)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/12/2015	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31/12/2015
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	453.015	-	(132.598)	-	(77.008)	-	-	243.409	-	243.409
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	19.657	-	34.434	-	(39.064)	-	-	15.027	-	15.027
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	32.795.615	-	752.621	-	(4.079.210)	25.442	-	29.494.468	-	29.494.468
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.127	1.415.471	(619.792)	(181.731)	-	-	623.075	-	623.075
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	-	9.127	1.263.043	(531.712)	(167.201)	-	-	573.257	-	573.257
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	-	14.509	-	-	(3.300)	-	-	11.209	-	11.209
96.806.130-5	Electrogas S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	10.777.659	-	5.121.427	(4.398.423)	1.120.075	(577.862)	-	12.042.876	(12.042.876)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	15.198.935	-	4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	(17.137.023)	-
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.818.168	-	495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	(2.662.029)	-
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.144.557	2.550.000	(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.293	(6.280.293)	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.426.004	-	1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	(7.594.153)	-
TOTALES						73.633.610	2.582.763	12.238.016	(9.999.106)	(1.226.044)	(552.420)	-	76.676.819	(45.716.374)	30.960.445

- (1) La participación en ganancia (pérdida) correspondiente a las Operaciones Continuas fue de M\$3.861.983 al 30 de septiembre de 2015 y M\$ 3.332.971 al 31 de diciembre de 2015.
- (2) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

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 2016 y 31 de diciembre de 2015 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 2016									
	% 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\$
Yacylec S.A.	22,22%	1.090.472	123.544	1.472.313	26.308	696.766	(1.939.179)	(1.242.414)	(166.089)	(943.317)

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre 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%	73.289.529	19.843.392	59.207.958	25.938.077	655.759.390	(654.273.074)	1.486.316	1.045.519	2.531.835
GNL Quintero S.A. (*)	20,00%	154.169.202	679.246.875	22.104.679	725.626.283	130.540.774	(107.869.054)	22.671.720	9.264.617	31.936.337
Electrogas S.A. (*)	42,50%	9.800.478	46.815.192	12.191.561	16.087.931	23.546.048	(10.624.229)	12.921.819	1.275.795	14.197.614
Yacylec S.A.	22,22%	1.810.275	193.569	868.193	40.198	1.377.810	(1.974.559)	(596.749)	(346.568)	(943.317)

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1)

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 2016 y 31 de diciembre de 2015 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total de Activos corrientes	-	502.938	-	5.336.516	20.153.401	14.988.328
Total de Activos no corrientes	-	15.159.321	-	12.148.544	133.964.605	127.123.136
Total de Pasivos corrientes	-	3.290.947	-	466.485	17.071.228	16.616.178
Total de Pasivos no corrientes	-	56.685	-	1.830.272	64.177.460	55.374.521
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	428.440	-	4.884.645	6.327.746	2.789.518
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	249.611	1.081.545
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	31.620.891	23.230.972
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	2.852.803	65.341.964	86.666.633
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(748.171)	(5.910.434)	(8.773.063)
Pérdidas por deterioro de valor	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	-	20.009	-	1.678.801	642.606	633.204
Gastos por intereses	-	-	-	-	(2.711.098)	(3.100.381)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	(8.586)	-	(679.715)	(2.315.193)	(5.237.742)
Ganancia (pérdida)	-	(4.733.482)	-	2.336.297	2.423.521	1.926.420
Otro resultado integral	-	-	-	-	(534.223)	(8.273.502)
Resultado integral	-	(4.733.482)	-	2.336.297	1.889.298	(6.347.082)

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en negocios conjuntos fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestros negocios conjuntos, así como también el porcentaje de participación.

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

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA

A continuación se presentan los saldos del rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Activos intangibles	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos Intangibles netos	1.162.524.897	981.399.272
Servidumbre y Derechos de Agua	28.029.192	27.572.798
Concesiones Neto (1) (*)	1.084.156.211	905.374.088
Costos de Desarrollo	15.954.780	17.805.648
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	5.513.680	2.431.516
Programas Informáticos	27.986.674	28.105.416
Otros Activos Intangibles Identificables	884.360	109.806

Activos intangibles	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos Intangibles bruto	2.280.586.987	1.943.902.048
Servidumbre y Derechos de Agua	38.021.370	36.770.284
Concesiones	2.116.755.052	1.788.421.395
Costos de Desarrollo	24.546.565	26.126.552
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	15.024.519	11.285.432
Programas Informáticos	83.582.688	79.169.384
Otros Activos Intangibles Identificables	2.656.793	2.129.001

Activos intangibles	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(1.118.062.090)	(962.502.776)
Activos Intangibles Identificables	(1.118.062.090)	(962.502.776)
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.992.178)	(9.197.486)
Concesiones	(1.032.598.841)	(883.047.307)
Costos de Desarrollo	(8.591.785)	(8.320.904)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.510.839)	(8.853.916)
Programas Informáticos	(55.596.014)	(51.063.968)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.772.433)	(2.019.195)

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

Empresa titular de la concesión	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución)	653.626.756	543.414.668
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	430.529.455	361.959.420
TOTAL	1.084.156.211	905.374.088

(*) Ver nota 3c.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, han sido los siguientes:

Período 2016

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 01/01/2016	17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.104.795	1.534.292	166.049.236	3.354.401	1.918.655	2.953.654	176.915.033
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(667.644)	(224.643)	122.411.350	150.291	(375.613)	23.385	121.317.126
Amortización (1)	(70.402)	(853.255)	(56.545.831)	(430.105)	(3.967.835)	-	(61.867.428)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(64.800)	-	(42.925.835)	7.577	2.306.051	(2.139.492)	(42.816.499)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(64.800)	-	-	7.577	2.306.051	(2.248.828)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (3)	-	-	(42.925.835)	-	-	109.336	(42.816.499)
Disposiciones y retiros de servicio	(2.152.817)	-	(10.206.797)	-	-	(62.993)	(12.422.607)
Disposiciones	(2.152.817)	-	(10.206.797)	-	-	(62.993)	(12.422.607)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminuciones)	-	-	-	-	-	-	-
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.850.868)	456.394	178.782.123	3.082.164	(118.742)	774.554	181.125.625
Saldo Final Activos Intangibles al 30/09/2016	15.954.780	28.029.192	1.084.156.211	5.513.680	27.986.674	884.360	1.162.524.897

Período 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	5.588.626	317.865	230.687.290	1.208.396	19.091.097	-	256.893.274
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(540.471)	(2.335.864)	(236.814.024)	(303.835)	(3.107.703)	15.908	(243.085.989)
Amortización (1)	(36.351)	(1.152.144)	(74.777.866)	(780.678)	(9.285.111)	(20.145)	(86.052.295)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período (1)	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.090.419)	556.721	(62.920.004)	101.292	(264.122)	(201.424)	(63.817.956)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	38.536	556.721	-	101.292	(139.831)	(556.720)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(1.128.957)	-	(62.920.004)	-	(124.291)	355.296	(63.817.956)
Disposiciones y retiros de servicio	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
Disposiciones	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
Retiros de servicio	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)	-	(14.575.471)	-	-	(27.824.094)	(479.761)	(42.879.326)
Total movimientos en activos intangibles identificables	2.972.336	(17.268.894)	(150.612.074)	225.175	(21.443.905)	(685.422)	(186.812.784)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2015	17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272

(1) Ver Nota 27.

(2) Ver Nota 5.1.II.i.

(3) Corresponde principalmente al traspaso al rubro activos financieros durante el período 2016 de nuestras filiales Ampla y Coelce, en conformidad con lo establecido en CINIIF 12.

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.c.1). Las adiciones de activos intangibles por el período terminado al 30 de septiembre de 2016 fueron de M\$ 176.915.033.

Al 31 de diciembre de 2015, las adiciones relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 246.286.301. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionada con las Operaciones Continuas ascendió a M\$ 56.443.348, por el período de nueve meses terminado al 30 de septiembre de 2015 (Ver Nota 27).

Durante los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones de acuerdo a CINIIF 12 por un monto de M\$ 11.290.254 y M\$ 6.678.426, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuas.

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 2016 y al 31 de diciembre de 2015 (Ver Nota 3.d).

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, la Sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

14. PLUSVALÍA

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2015 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$ (1)	Saldo Final 31/12/2015 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 30/09/2016 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	194.647.043	(42.267.975)	-	152.379.068	20.057.155	172.436.223
Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (*)	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	(2.240.478)	-	-	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.045.731	(1.357.767)	-	9.687.964	233.466	9.921.430
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	7.622.438	(1.799.525)	-	5.822.913	(1.239.966)	4.582.947
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	Generación Chile	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	46.881.632	1.249.194	-	48.130.826	(3.489.809)	44.641.017
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	71.372.291	(15.498.627)	-	55.873.664	7.354.466	63.228.130
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	88.241.039	2.351.245	-	90.592.284	(6.568.551)	84.023.733
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	4.886.065	(600.606)	-	4.285.459	103.273	4.388.732
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.) (*)	Chilectra S.A.	128.374.362	-	(128.374.362)	-	-	-
Enel Generación Chile S.A. (ex Empresa Nacional de Electricidad S.A.) (*)	Generación Chile	731.782.459	-	(731.782.459)	-	-	-
Inversiones Distrilima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	13.944	372	-	14.316	(1.038)	13.278
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	906.166	(196.776)	-	709.390	93.375	802.765
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.	97.979.623	(21.276.460)	-	76.703.163	10.096.185	86.799.348
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Inversiones Gasatamarca Holding	20.204.251	-	(20.204.251)	-	-	-
Total		1.410.853.627	(79.396.925)	(887.257.655)	444.199.047	26.638.556	470.837.603

(*) Operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1.II.i)

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 2016 (Ver Nota 3.d).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996, Enersis Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.), en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla Energía) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enersis Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex 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 Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex 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 Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex 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.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex 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.

4.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.

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

5.- 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 Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. (Edelnor).

6.- Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 05 de Septiembre del año 1997, nuestra filial Enel Generación Chile S.A (Ex Endesa Chile S.A.) se adjudicó el 79% de la sociedad Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

7.- 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 Enel Generación Chile S.A (Ex Endesa Chile S.A.) adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.

8.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial Enel Generación Chile S.A (Ex Endesa Chile S.A.) 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.

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO

A continuación se presentan los saldos de las propiedades, planta y equipo al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	30-09-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	5.005.708.506	5.003.566.633
Construcción en Curso	584.462.990	607.250.238
Terrenos	100.138.637	100.503.005
Edificios	65.205.693	71.001.964
Planta y Equipo	4.115.053.252	4.055.483.055
Instalaciones Fijas y Accesorios	57.778.083	75.919.162
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	83.069.851	93.409.209

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	30-09-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	8.227.014.456	8.112.003.524
Construcción en Curso	584.462.990	607.250.238
Terrenos	100.138.637	100.503.005
Edificios	122.473.810	124.231.301
Planta y Equipo	7.143.640.550	6.986.028.809
Instalaciones Fijas y Accesorios	164.562.225	174.119.689
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	111.736.244	119.870.482

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	30-09-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.221.305.950)	(3.108.436.891)
Edificios	(57.268.117)	(53.229.337)
Planta y Equipo	(3.028.587.298)	(2.930.545.754)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(106.784.142)	(98.200.527)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(28.666.393)	(26.461.273)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período de nueve meses terminado el 30 de septiembre de 2016 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, han sido los siguientes:

Movimientos período 2016	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 2016	607.250.238	100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	5.003.566.633
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	343.454.811	85.906	34.760	10.820.456	1.382.505	413.428	356.191.866
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(55.264.104)	275.250	(1.769.066)	(90.617.864)	1.663.024	(6.536.422)	(152.249.182)
Depreciación (1)	-	-	(2.115.617)	(160.823.964)	(7.671.078)	(4.198.821)	(174.809.480)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	-	-	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(296.170.772)	(715.693)	(1.946.167)	303.972.563	(5.139.931)	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(296.170.772)	(715.693)	(1.946.167)	303.972.563	(5.139.931)	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(296.170.772)	(715.693)	(1.946.167)	303.972.563	(5.139.931)	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-
Disponiciones y retiros de servicio	(14.885.856)	(9.831)	(181)	(3.000.779)	(94.832)	(17.543)	(18.009.022)
Disponiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	(14.885.856)	(9.831)	(181)	(3.000.779)	(94.832)	(17.543)	(18.009.022)
Otros incrementos (disminución)	78.673	-	-	(780.215)	(8.280.767)	-	(8.982.309)
Total movimientos	(22.787.248)	(364.368)	(5.796.271)	59.570.197	(18.141.079)	(10.339.358)	2.141.873
Saldo final al 30 de septiembre de 2016	584.462.990	100.138.637	65.205.693	4.115.053.252	57.778.083	83.069.851	5.005.708.506

Movimientos año 2015	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	1.735.117.241	106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	8.234.215.719
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.068.754.499	48.234.359	(702.915)	3.400.169	11.053.860	1.108.095	1.131.848.067
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(156.856.597)	(7.426.335)	(11.054.890)	(391.213.355)	(11.521.067)	2.429.439	(575.642.805)
Depreciación (1)	-	-	(4.818.708)	(364.968.158)	(16.893.517)	(6.749.401)	(393.429.784)
Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(2.522.445)	-	-	12.655.608	-	-	10.133.163
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(1.412.625.340)	21.088.932	19.204.944	1.367.821.944	35.491.552	278.467	31.260.499
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(1.412.281.354)	11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.412.281.354)	11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(343.986)	10.028.846	4.266.039	(9.364.593)	23.469.514	3.204.679	31.260.499
Disponiciones y retiros de servicio	(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
Disponiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)	(621.206.652)	(66.913.150)	(13.607.492)	(2.668.969.079)	(38.253.976)	(20.217.448)	(3.429.167.797)
Total movimientos	(1.127.867.003)	(5.730.181)	(10.979.740)	(2.042.508.711)	(20.401.552)	(23.161.899)	(3.230.649.086)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	607.250.238	100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	5.003.566.633

- (1) Ver Nota 27.
(2) Ver Nota 5.1.II.i.

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\$ 351.191.866 al 30 de septiembre de 2016 (M\$ 1.131.848.067 al 31 de diciembre 2015). En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Edegel, Emgesa y Central Costanera que implicaron adiciones al 30 de septiembre de 2016 por M\$ 111.386.895 (Al 31 de diciembre 2015 destacan las inversiones a central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW) por M\$ 287.285.701), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones y redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 242.166.523 al 30 de septiembre de 2016 (M\$ 437.227.477 al 31 de diciembre 2015).

Las adiciones a propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 864.703.125. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionada con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 179.817.566 por el período de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2015 (Ver Nota 27).

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 18.548.630 y M\$ 55.671.552, respectivamente (Ver Nota 30). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 25,59% al 30 de septiembre de 2016 (33,66% al 30 de septiembre de 2015).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 31.865.180 y M\$ 41.390.176, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 30 de septiembre de 2016, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 83.069.851 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (M\$ 113.626.656 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 93.409.209 correspondían a Operaciones Continuas).

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

	30-09-2016			31-12-2015		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	31.379.118	3.239.194	28.139.924	23.011.723	3.343.287	19.668.436
Entre un año y cinco años	56.559.959	5.540.536	51.019.423	44.954.548	5.582.380	39.372.168
Más de cinco años	2.012.749	27.532	1.985.217	19.822.444	524.712	19.297.732
Total	89.951.826	8.807.262	81.144.564	87.788.715	9.450.379	78.338.336

Los activos en leasing de las operaciones continuadas, provienen principalmente de:

1. 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 2016.

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\$ 29.084.240 al 30 de septiembre de 2016 (M\$ 33.533.825 al 31 de diciembre de 2015).

Los activos en Leasing de las operaciones discontinuadas al 31 de diciembre de 2015, provienen principalmente de:

1. Enel Generacion Chile S.A. (ex Endesa Chile): 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 fue de M\$ 20.217.448 al 31 de diciembre de 2015.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015 incluyen M\$ 9.015.080 y M\$ 7.517.237, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	30-09-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Menor a un año	13.019.946	15.050.043
Entre un año y cinco años	17.519.294	21.988.822
Más de cinco años	9.157.051	8.565.963
Total	39.696.291	45.604.828

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 30 de septiembre de 2016 compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por M\$ 363.240.731 (M\$ 462.845.826 al 31 de diciembre de 2015, del cual M\$ 164.998.373 correspondían a Operaciones Continuas).

ii) Al 30 de septiembre de 2016, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 7.630.785 (M\$ 13.903.028 al 31 de diciembre de 2015, los cuales correspondían en su totalidad a Operaciones Continuas). (Ver Nota 32.1).

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 (M\$734.346.811) para el caso de las generadoras y de MM€\$50 (M\$36.775.023) 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 (M\$367.750.231). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) 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 Américas registró una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. Al 30 de septiembre de 2016, el monto registrado es por M\$39.233.390 (ver nota 3.d).

v) En noviembre del 2010, la Compañía firmó el contrato CEQ- 21 con el Consorcio Impregilo – Obras con Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.

Durante el cierre del años 2015, El Quimbo comenzó sus operaciones; por lo que el contrato encomendado al Consorcio Impregilo llegó a su fin de objeto /terminación, razón por la cual durante la gestión 2016 se ha iniciado con un proceso de conciliación/liquidación del mismo.

En esta etapa de conciliación y cierre, existen algunas obras menores pendientes de terminación emergentes del contrato original; así como otros remanentes que han sido encargadas para terminar el proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, y se está en proceso además, de la revisión pormenorizada del cumplimiento del contrato por parte del Consorcio.

Adicionalmente, y como parte del proceso de cierre del contrato, Impregilo ha interpuesto unas Notas de Orden de Cambio (NOC's) por M\$ Col 43.421.719 (M\$ 9.942.414) de los cuales se procedió a provisionar M\$ Col 12.079.292 (M\$ 2.765.835) y una serie de reclamaciones que ascienden a M\$ Col 176.901.127 (M\$ 40.505.633) aproximadamente, por conceptos tales como costos financieros y supuestos sobrecostos generados en temas como descapote, cambios en referencias de materiales para los rellenos de presa y dique auxiliar, hallazgos arqueológicos y consecución de personal calificado, sobre las cuales se procedió a provisionar M\$ Col 62.720.708 (M\$ 14.361.367).

El día 19 de Octubre de 2016, la Junta Directiva de Emgesa S.A. ESP autorizó la ampliación del contrato CEQ 021 firmado entre el Consorcio Impregilo-OHL y la compañía, cuyo objeto es la construcción de obras civiles del Proyecto El Quimbo. La ampliación autorizada corresponde a la inclusión de los temas relacionados con la reclamación y las NOC's por un valor de M\$ Col \$74.800.000 (M\$ 17.127.202), monto negociado con Consorcio Impregilo-OHL.

16. IMPUESTO A LAS GANANCIAS

a) 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 terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(262.927.140)	(351.799.765)
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)	11.415.118	23.954.850
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(328.188)	(3.246.873)
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(135.703)	(2.565.558)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(251.975.913)	(333.657.345)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	65.015.255	(40.860.123)
(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	674.784	(2.664.402)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	65.690.039	(43.524.525)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(186.285.874)	(377.181.870)

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 terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	30-09-2016 M\$	Tasa	30-09-2015 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		694.646.640		836.515.033
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(24,00%)	(166.715.194)	(22,50%)	(188.215.882)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(12,57%)	(87.346.190)	(13,00%)	(108.777.885)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,47%	38.029.235	5,92%	49.514.057
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(10,45%)	(72.569.377)	(5,73%)	(47.905.886)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas				-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,05%)	(328.188)	(0,39%)	(3.246.873)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	0,10%	674.783	(0,32%)	(2.664.402)
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)	14,68%	101.969.056	(9,07%)	(75.884.999)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(2,82%)	(19.570.680)	(22,59%)	(188.965.988)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(26,82%)	(186.285.874)	(45,09%)	(377.181.870)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas a continuación.

b) Impuestos diferidos

El origen y movimientos de los activos y pasivos por impuestos diferidos registrados al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

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 2016	25.177.794	5.633.434	27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	109.325.023
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	780.783	(454.440)	18.691.394	(45.169)	10.059.672	54.846.931	7.638.825	91.517.996
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	2.839.029	720.079	-	-	3.559.108
Diferencia de conversión de moneda extranjera	1.594.308	720.386	3.025.788	4.304.228	331.824	-	(128.894)	9.847.640
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (1)	-	-	(1.466.985)	(11.351)	1.093.066	(20.624)	19.849	(386.045)
Otros incrementos (decrementos)	(5.876.900)	86.917	(8.006.562)	(3.887.555)	(311.323)	20.624	(7.758.745)	(25.733.544)
Saldo final al 30 de septiembre de 2016	21.675.985	5.986.297	39.657.340	37.203.631	27.628.072	54.846.931	1.131.922	188.130.178

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	(1.969.882)	(620.212)	25.701.841	33.790.833	(4.316.990)	7.868.629	(42.100.049)	18.354.170
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	6.338.161	806.915	-	-	7.145.076
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.116.721)	(1.860.738)	(5.404.662)	(9.206.928)	(339.940)	-	(863.778)	(24.792.767)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (1)	(4.982.473)	-	(2.687.490)	(422.929)	-	(12.720.468)	(1.503.949)	(22.317.309)
Otros incrementos (decrementos)	(24.516.409)	6.607.405	(76.462.306)	401.995	(1.547.792)	-	32.815.086	(62.702.021)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	25.177.794	5.633.434	27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	109.325.023

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 2016	171.344.977	-	16.764	-	237	249.770	60.292.867	231.904.615
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(6.679.325)	(521.713)	10.964.047	-	86.027	-	21.978.922	25.827.958
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(86.027)	(399.828)	-	(485.855)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(11.727.474)	48.319	-	-	-	(20.385)	(8.434.803)	(20.134.343)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (1)	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (decrementos)	(6.764.148)	1.362.409	(10.964.047)	-	86.027	453.560	(9.639.585)	(25.465.784)
Saldo final al 30 de septiembre de 2016	146.174.030	889.015	16.764	-	86.264	283.117	64.197.401	211.646.591

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	26.238.797	(712.025)	13.122.113	-	488.257	-	37.625.257	76.762.399
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(64.398)	147.605	(200.133)	(116.926)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.395.448	-	(1)	-	65.061	5.424	(18.128.150)	(13.662.218)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenido para distribuir a los propietarios (1)	(233.948.342)	-	(285.255)	-	(679)	-	(792.049)	(235.026.325)
Otros incrementos (decrementos)	(53.222.278)	712.025	(12.861.646)	-	(504.503)	(66.322)	(8.471.075)	(74.413.799)
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	171.344.977	-	16.764	-	237	249.770	60.292.867	231.904.615

(1) Ver nota 5.1.II.i.

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.

a. Al 30 de septiembre de 2016, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 11.966.995 (M\$ 20.342.024 al 31 de diciembre de 2015). Ver nota 3.o.

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enersis Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando 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 pasivos por impuestos diferidos al 30 de septiembre de 2016 asciende a M\$ 1.158.412.368 (M\$ 1.835.600.705 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 979.972.151 corresponden a operaciones continuadas). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 30 de septiembre de 2016, dichas

diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$ 2.701.200.033 (M\$ 3.162.552.465 al 31 diciembre de 2015, de los cuales M\$ 2.700.619.169 corresponden a operaciones continuadas).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 30 de septiembre de 2016 ascienden a M\$ 55.176.675 (M\$ 57.311.886 al 31 de diciembre de 2015, monto que en su totalidad correspondían a operaciones continuadas). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

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

País	Período
Chile	2008-2015
Argentina	2008-2015
Brasil	2010-2015
Colombia	2012-2014
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 y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015:

Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	30 de septiembre de 2016			30 de septiembre de 2015		
	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	1.044.476	-	1.044.476	(440.632)	(895)	(441.527)
Cobertura de Flujo de Caja	18.382.917	(4.593.795)	13.789.122	(124.182.318)	32.806.493	(91.375.825)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(14.086.823)	-	(14.086.823)	171.589	-	171.589
Diferencias de cambio por conversión	125.694.046	-	125.694.046	(538.225.202)	-	(538.225.202)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(8.901.697)	3.037.988	(5.863.709)	(9.515.990)	3.022.828	(6.493.162)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	122.132.919	(1.555.807)	120.577.112	(672.192.553)	35.828.426	(636.364.127)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	30 de septiembre de 2016 M\$	30 de septiembre de 2015 M\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	4.044.963	3.800.228
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(871.017)	2.314.708
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	(272.267)	(222.476)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	(4.457.486)	29.935.966
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(1.555.807)	35.828.426

17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS

El saldo de otros pasivos financieros al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Otros pasivos financieros	30 de septiembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	748.024.576	2.017.974.528	617.276.453	1.846.995.721
Instrumentos derivados de cobertura (*)	9.010.680	-	69.545.029	300.871
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	90.699.602	10.984.428	1.052.026	-
Total	847.734.858	2.028.958.956	687.873.508	1.847.296.592

(*) Ver Nota 19.2.a

(**) Ver Nota 19.2.b

17.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de los saldos corrientes y no corrientes de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	30 de septiembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	215.297.202	471.760.142	188.121.545	232.626.020
Obligaciones con el público no garantizadas	478.725.652	1.455.527.225	356.221.587	1.391.715.407
Arrendamiento financiero	28.139.926	53.004.640	19.668.436	58.669.900
Otros préstamos	25.861.796	37.682.521	53.264.885	163.984.394
Total	748.024.576	2.017.974.528	617.276.453	1.846.995.721

El desglose por monedas y vencimientos de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Fair Value		
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2016	Vencimiento						Total No Corriente al 30/09/2016	
				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			
Chile	Ch\$	6.00%	Sin Garantía	4	-	4	-	-	-	-	-	-	-	
Perú	US\$	2.73%	Sin Garantía	950.721	17.089.167	18.039.888	18.396.004	553.834	-	-	-	-	18.949.838	-
Perú	Soles	5.53%	Sin Garantía	-	2.092.021	2.092.021	30.922.194	-	-	-	-	-	30.922.194	-
Argentina	\$ Arg	32.50%	Sin Garantía	-	1.581.735	1.581.735	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	Soles	5.65%	Sin Garantía	43.683.395	-	43.683.395	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia	\$ Col	8.57%	Sin Garantía	36.852.158	34.549.322	71.401.480	9.311.581	55.106.239	46.405.254	9.311.581	23.278.951	143.413.606	-	
Brasil	US\$	3.56%	Sin Garantía	296.837	-	296.837	-	75.302.522	-	-	-	1.827.897	77.130.419	-
Brasil	Real	12.70%	Sin Garantía	33.386.944	44.814.898	78.201.842	69.406.117	61.320.246	44.976.370	17.174.985	8.466.367	201.344.085	-	
Total				115.170.059	100.127.143	215.297.202	128.035.896	192.282.841	91.381.624	26.486.566	33.573.215	471.760.142	-	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Fair Value	
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015	Vencimiento						Total No Corriente al 31/12/2015
				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		
Perú	US\$	2.40%	Sin Garantía	26.650.675	2.833.429	29.484.104	3.777.906	19.247.361	299.442	-	-	23.324.709	-
Perú	Soles	5.20%	Sin Garantía	12.712.792	-	12.712.792	2.083.721	22.920.929	-	-	-	25.004.650	-
Argentina	US\$	13.13%	Sin Garantía	3.899.595	-	3.899.595	-	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	37.06%	Sin Garantía	2.693.226	4.809.318	7.502.544	1.080.762	-	-	-	-	1.080.762	-
Colombia	\$ Col	6.46%	Sin Garantía	32.928.994	76.448.340	109.377.334	38.158.543	9.092.465	9.092.465	9.092.465	27.277.398	92.713.336	-
Brasil	Real	14.53%	Sin Garantía	9.045.598	16.099.578	25.145.176	30.167.521	30.167.521	30.167.521	-	-	90.502.563	-
Total				87.930.880	100.190.665	188.121.545	75.268.453	81.428.276	39.559.428	9.092.465	27.277.398	232.626.020	-

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 30 de septiembre de 2016 asciende a M\$ 818.016.196 (M\$ 423.123.934 al 31 de diciembre de 2015). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.g).

17.2 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 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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					Total No Corriente al 30/09/2016 M\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 30/09/2016 M\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	7,00%	Sin Garantía	168.361.977	-	168.361.977	-	-	-	-	-	564.581	564.581
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	3.931.027	-	3.931.027	3.731.801	3.946.378	4.173.293	4.413.256	4.136.989	20.401.717	20.401.717
Perú	US\$	6,59%	Sin Garantía	73.269	156.588	229.857	6.576.764	5.370.585	6.576.764	-	-	6.576.764	25.100.877
Perú	Soles	6,27%	Sin Garantía	3.687.628	22.370.149	26.057.777	3.865.274	41.551.697	15.461.096	28.989.556	127.650.677	217.518.300	217.518.300
Colombia	\$ Col	11,93%	Sin Garantía	11.138.062	143.505.602	154.643.664	49.961.972	196.504.288	75.764.746	230.891.904	469.192.554	1.022.315.464	1.022.315.464
Brasil	Real	14,97%	Sin Garantía	49.903.060	75.598.290	125.501.350	93.666.025	75.960.261	-	-	-	169.626.286	169.626.286
Total				237.095.023	241.630.629	478.725.652	157.801.836	323.333.209	101.975.899	264.294.716	608.121.565	1.455.527.225	

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2015 M\$	
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015 M\$	Vencimiento						
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	7,00%	Sin Garantía	-	179.552.878	179.552.878	-	-	-	-	-	609.317	609.317
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.417.313	3.417.313	3.546.564	3.750.488	3.966.142	4.194.193	6.097.254	21.554.641	21.554.641
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	1.025.402	14.223.478	15.248.880	-	7.111.739	5.807.446	7.111.739	7.111.739	27.142.663	27.142.663
Perú	Soles	6,44%	Sin Garantía	11.874.390	9.345.624	21.220.014	20.628.837	-	44.799.999	27.088.371	123.043.719	215.560.926	215.560.926
Colombia	\$ Col	10,81%	Sin Garantía	60.132.757	-	60.132.757	125.441.571	107.284.492	80.913.285	53.852.881	551.735.058	919.227.287	919.227.287
Brasil	Real	15,64%	Sin Garantía	-	76.649.745	76.649.745	87.811.094	79.034.498	40.774.981	-	-	207.620.573	207.620.573
Total				73.032.549	283.189.038	356.221.587	237.428.066	197.181.217	176.261.853	92.247.184	688.597.087	1.391.715.407	

17.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, no existen obligaciones con el público garantizadas.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 30 de septiembre de 2016 asciende a M\$ 3.175.378.357 (M\$ 1.768.663.119 al 31 de diciembre de 2015). 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 g)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).

- 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 2016								31 de diciembre de 2015											
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	66.658	211.069	277.727	59.348	-	-	-	-	59.348	62.967	199.380	262.347	266.565	-	-	-	-	-	-	266.565
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	11.747	37.315	49.062	62.027	37.315	47.047	43.640	-	-	152.714	2.598	8.198	10.796	11.936	6.433	-	-	-	18.369	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,36%	11.537	29.929	41.466	23.836	-	-	-	-	23.836	19.831	31.119	50.950	22.853	13.512	-	-	-	36.363		
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	9,54%	6.000	18.876	24.876	32.902	30.060	30.147	-	-	93.109	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110.707	-	110.707	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85.240	178.308	263.548	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.976	239.624	317.600	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	95.861	32.275	128.136	-	-	-	-	-	-	73.719	225.872	299.591	12.084	-	-	-	-	-	12.084	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	250.402	772.565	1.022.967	806.177	-	-	-	-	806.177	65.295	199.365	264.650	89.743	-	-	-	-	-	89.743	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	145.890	457.228	603.118	219.397	-	-	-	-	319.397	153.549	472.612	626.161	659.036	-	-	-	-	-	659.036	
Extranjero	EE Plura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.339.414	3.907.559	5.246.973	5.210.078	5.210.078	14.648.884	-	-	25.069.040	1.408.471	4.225.412	5.633.883	5.633.883	5.633.883	14.432.002	-	-	-	31.333.651	
Extranjero	EE Plura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	440.433	1.321.300	1.761.733	1.761.733	1.761.733	4.953.366	-	-	4.876.832	474.864	1.424.592	1.899.456	1.899.456	1.899.456	1.899.456	4.865.731	-	-	10.564.099	
Extranjero	EE Plura	Perú	Extranjero	Banco Scottabank	Perú	US\$	3,75%	-	1.985.217	1.985.217	3.970.434	3.970.434	3.970.434	-	1.985.217	17.866.953	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelgel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,40%	2.340.814	14.426.257	16.767.071	-	-	-	-	-	2.484.674	7.399.875	9.884.549	15.599.736	-	-	-	-	-	-	15.599.736	
Extranjero	Empresa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,40%	5.532	15.957	21.489	16.424	2.793	-	-	19.217	4.579	14.234	18.813	20.200	19.819	-	-	-	-	-	40.019	
Extranjero	Empresa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	\$ Col	7,70%	7.788	24.226	32.014	32.497	12.974	9.708	-	55.179	5.424	16.795	22.219	23.718	19.648	-	-	-	-	-	43.366	
Extranjero	Empresa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,98%	5.316	16.900	22.216	24.931	25.087	21.820	-	71.838	795	2.371	3.166	3.650	3.217	-	-	-	-	-	6.867	
Totales Leasing								4.883.253	23.256.673	28.139.926	12.310.784	11.060.206	23.677.999	3.970.434	1.985.217	53.004.640	5.030.679	14.637.757	19.668.436	24.242.860	7.595.968	7.533.339	19.297.733	-	-	-	58.669.900

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 mencionadas anteriormente.

- 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 2016								31 de diciembre de 2015											
								Menos de 90 días	Corriente Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente		
Extranjera	Amplia Energía S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,17%	-	-	-	-	-	-	-	-	4.668.542	16.155.634	20.824.176	22.376.436	18.904.213	15.431.989	11.215.453	8.186.564	-	-	76.114.655	
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	8,33%	-	-	-	-	-	-	-	-	215.214	659.135	874.349	860.857	860.857	430.428	-	-	-	-	3.012.999	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	-	-	-	-	-	-	-	-	951.507	2.896.151	3.847.658	3.806.030	3.806.030	951.507	-	-	-	-	8.563.590	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	5,98%	420.894	1.267.043	1.687.937	1.620.699	1.483.305	1.249.051	1.050.823	919.526	6.323.404	559.718	1.259.783	1.819.501	1.489.541	1.383.305	1.269.785	1.081.597	1.488.913	6.713.141		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.520	-	17.520	-	-	-	-	-	-	1.942.995	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	10,43%	-	-	-	-	-	-	-	-	1.350.117	5.050.186	6.400.303	7.193.099	7.193.099	7.193.099	4.862.156	3.639.085	-	30.080.538		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	1.989.181	1.989.181	1.981.460	1.981.460	1.981.460	-	1.981.460	23.433.277	31.359.117	-	-	2.144.288	2.144.288	2.144.288	24.342.652	-	-	32.919.834	
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	-	365.274	365.274	-	-	-	-	-	-	391.530	-	391.530	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	34,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.515	-	23.515	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	28,78%	21.819.404	-	21.819.404	-	-	-	-	-	-	16.912.466	-	16.912.466	4.636.665	-	-	-	-	-	4.636.665	
Total otras obligaciones								22.240.298	3.621.498	25.861.796	3.602.159	3.464.765	3.230.511	3.032.283	24.352.803	37.682.521	24.681.079	28.583.806	53.264.885	42.506.916	34.291.792	27.851.525	19.733.922	39.600.239	-	-	163.984.394

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 mencionadas anteriormente.

17.4 Deuda de cobertura.

Al 30 de septiembre de 2016, del total la deuda denominada en dólares estadounidenses (“dólar”) del Grupo, M\$ 94.580.269 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (M\$ 933.447.012 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 119.366.828 correspondían a Operaciones Continuas) (Ver Nota 3.m).

El movimiento por el período de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	30-09-2016	31-12-2015
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	(5.732.192)	(38.783.599)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(611.602)	(44.992.798)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(208.233)	3.172.291
Diferencias de conversión	472.718	(81.479)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para distribuir a los propietarios	-	74.953.393
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	(6.079.309)	(5.732.192)

17.5 Otros aspectos.

Al 30 de septiembre de 2016, el Grupo Enersis Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 40.896.629 (M\$ 34.332.376 al 31 de diciembre de 2015).

18. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS

Las empresas del Grupo Enersis Américas 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 Américas.

18.1 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.

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 corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura comparativa de deuda financiera del Grupo Enersis Américas según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición neta:

	30-09-2016	31-12-2015
	%	%
Deuda con tasa de interés fijo	38%	30%

18.2 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.

18.3 Riesgo de “commodities”

El Grupo Enersis Américas podría encontrarse 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. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología 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. En Emgesa, al 30 de Septiembre de 2016 había posiciones de compra de futuros de energía (Derivex) por un total de 60,48 GWh para el periodo Ene-Dic 2016. Dichas compras respaldan un contrato de Venta en el mercado mayorista, mitigando su riesgo de precio. Adicionalmente, se liquidaron contratos de venta de futuros de energía por 1,4 GWh en los vencimientos de Agosto y Septiembre 2016. Al 31 de diciembre de 2015 no había operaciones vigentes de derivados de commodities.

18.4 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 17, 19 y Anexo 4).

Al 30 de septiembre de 2016, el Grupo Enersis Américas presenta una liquidez de M\$ 1.559.450.200 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 40.896.629 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enersis Américas presenta una liquidez de M\$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

18.5 Riesgo de crédito

El Grupo Enersis Américas 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 de riesgo equivalente a grado de inversión.

18.6 Medición del riesgo

El Grupo Enersis Américas 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 Peso Chileno, 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\$ 100.724.274.

Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS

19.1 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 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

30 de septiembre de 2016						
	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	982.391	-	-	-	-	1.247.950
Otros activos de carácter financiero	-	21.558.606	64.759.927	1.075.480.052	-	-
Total Corriente	982.391	21.558.606	64.759.927	1.075.480.052	-	1.247.950
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.708.277	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	3.471
Otros activos de carácter financiero	-	657.780	36.046	302.347.217	635.048.596	-
Total No Corriente	-	657.780	36.046	302.347.217	636.756.873	3.471
Total	982.391	22.216.386	64.795.973	1.377.827.269	636.756.873	1.251.421

31 de diciembre 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	4.427.286	-	-	-	-	1.172.125
Otros activos de carácter financiero	-	35.467.539	27.195.496	1.045.820.479	-	-
Total Corriente	4.427.286	35.467.539	27.195.496	1.045.820.479	-	1.172.125
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	616.296	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	978.556
Otros activos de carácter financiero	-	-	39.673	364.516.870	487.893.679	-
Total No Corriente	-	-	39.673	364.516.870	488.509.975	978.556
Total	4.427.286	35.467.539	27.235.169	1.410.337.349	488.509.975	2.150.681

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

30 de septiembre de 2016			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	748.024.576	-
Instrumentos derivados	90.699.602	-	9.010.680
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.331.831.392	-
Total Corriente	90.699.602	2.079.855.968	9.010.680
Préstamos que devengan interés	-	2.017.974.528	-
Instrumentos derivados	-	-	10.984.428
Otros pasivos de carácter financiero	-	265.722.414	-
Total No Corriente	-	2.283.696.942	10.984.428
Total	90.699.602	4.363.552.910	19.995.108

31 de diciembre de 2015			
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	617.276.453	-
Instrumentos derivados	1.052.026	-	69.545.029
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.447.306.354	-
Total Corriente	1.052.026	2.064.582.807	69.545.029
Préstamos que devengan interés	-	1.846.995.721	-
Instrumentos derivados	-	-	300.871
Otros pasivos de carácter financiero	-	244.079.004	-
Total No Corriente	-	2.091.074.725	300.871
Total	1.052.026	4.155.657.532	69.845.900

19.2 Instrumentos derivados

El Grupo Enersis Américas 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 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 2016				31 de diciembre de 2015			
	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:	701.051	3.471	95.674	-	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura flujos de caja	701.051	3.471	95.674	-	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura de tipo de cambio:	546.899	-	8.915.006	10.984.428	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de flujos de caja	546.899	-	5.250.538	-	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de valor razonable	-	-	3.664.468	10.984.428	-	-	-	-
TOTAL	1.247.950	3.471	9.010.680	10.984.428	1.172.125	978.556	69.545.029	300.871

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacentes asociados:

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 30-09-2016	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2015
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(61.028)	(298.743)
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	669.876	1.873.366
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(4.658.504)	(314.746)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	(12.299.355)	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(67.966.043)
FORWARD	Tipo de cambio	Otros	-	(19.920)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(45.136)	-
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	(2.349.539)	(969.133)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el Grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, ha sido la siguiente:

	30 de septiembre de 2016		30 de septiembre de 2015	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	19.433.496	-	-	-
Partida subyacente	-	21.480.554	-	-
TOTAL	19.433.496	21.480.554	-	-

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

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, 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 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	982.391	90.699.602	-	-	4.427.286	1.052.026	-	-

1) Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con dividendos a recibir de las filiales en el exterior. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIC 39 "Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición".

Además, se incluyen instrumentos derivados cross currency swaps cuyo propósito era cubrir la tasa de interés y tipo de cambio de deudas financieras, las que debido a la reorganización societaria fueron transferidas a Enersis Chile, por lo cual, se interrumpió la contabilidad de cobertura.

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 2016 y 31 de diciembre de 2015, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	30 de septiembre de 2016						
	Valor razonable M\$	Valor nominal					
		Antes de 1 Año M\$	1-2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Total M\$
Cobertura de tipo de interés:	608.848	62.678.133	411.263	-	-	-	63.089.396
Cobertura de flujos de caja	608.848	62.678.133	411.263	-	-	-	63.089.396
Cobertura de tipo de cambio:	(19.352.534)	64.977.250	-	86.700.348	-	-	151.677.598
Cobertura de flujos de caja	(4.703.639)	47.381.317	-	-	-	-	47.381.317
Cobertura de valor razonable	(14.648.895)	17.595.933	-	86.700.348	-	-	104.296.281
Derivados no designados contablemente de cobertura	(89.717.211)	378.409.107	-	-	-	-	378.409.107
TOTAL	(108.460.897)	506.064.490	411.263	86.700.348	-	-	593.176.101

Derivados financieros	31 de diciembre 2015						
	Valor razonable M\$	Valor nominal					
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2-3 Años M\$	3-4 Años M\$	4-5 Años M\$	Total M\$
Cobertura de tipo de interés:	1.574.623	38.204.658	22.314.853	-	-	-	60.519.511
Cobertura de flujos de caja	1.574.623	38.204.658	22.314.853	-	-	-	60.519.511
Cobertura de tipo de cambio:	(69.269.842)	308.412.252	-	-	-	-	308.412.252
Cobertura de flujos de caja	(69.269.842)	308.412.252	-	-	-	-	308.412.252
Derivados no designados contablemente de cobertura	3.375.260	44.663.462	-	-	-	-	44.663.462
TOTAL	(64.319.959)	391.280.372	22.314.853	-	-	-	413.595.225

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

19.3 Jerarquías del valor razonable

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

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	30-09-2016 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	1.251.421	-	1.251.421	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	982.391	-	982.391	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	21.558.606	21.558.606	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	635.048.596	-	635.048.596	-
Total	658.841.014	21.558.606	637.282.408	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	5.346.212	-	5.346.212	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	14.648.895	-	14.648.895	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	90.699.602	-	90.699.602	-
Total	110.694.709	-	110.694.709	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-12-2015 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.150.681	-	2.150.681	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.427.286	-	4.427.286	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	35.467.539	35.467.539	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	487.893.679	-	487.893.679	-
Total	529.939.185	35.467.539	494.471.646	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	69.845.900	-	69.845.900	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.052.026	-	1.052.026	-
Total	70.897.926	-	70.897.926	-

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

El Grupo no posee activos o pasivos financieros medidos a valor razonable, que estén categorizados como de Nivel 3.

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

El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acreedores comerciales	383.354.435	414.404.744	2.807.212	2.247.156
Otras cuentas por pagar	972.871.278	1.038.419.463	309.074.777	281.297.098
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.356.225.713	1.452.824.207	311.881.989	283.544.254

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	Uno a cinco años	
			30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores por compra de energía (1)	363.786.968	375.287.769	2.807.212	2.247.156
Proveedores por compra de combustibles y gas	19.567.467	39.116.975	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	354.389.085	519.888.987	206.820.712	206.086.007
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	96.166.741	106.531.865	-	-
Multas y reclamaciones (2)	108.703.897	94.165.502	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	9.338.357	12.867.918	29.289.373	17.940.704
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	158.215.226	86.077.354	57.444	2.648.714
IVA Debito Fiscal	32.332.956	43.676.292	46.102.131	39.465.249
Contrato Mitsubishi (LTSA)	11.627.194	15.390.966	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	50.732.100	66.768.001	-	-
Cuentas por pagar al personal	103.270.996	69.506.842	2.708.670	2.567.956
Otras cuentas por pagar	48.094.726	23.545.736	24.096.447	12.588.468
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.356.225.713	1.452.824.207	311.881.989	283.544.254

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 18.4.

(1) Al 31 de diciembre de 2015, se incluyen M\$ 114.103.977, 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), complementada con resolución N° 32/2015. 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. Al 30 de septiembre de 2016, no existen compensaciones con el Mecanismo de Monitoreo de Costo.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el período de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública, incluyendo la actualización financiera de estas multas de calidad de servicio por M\$ 46.055.857 (Ver Nota 30). 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).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, se expone en Anexo 7.

21. PROVISIONES

a) El desglose de este rubro al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	78.239.732	42.090.525	183.280.160	144.855.586
Por desmantelamiento o restauración (*)	957.838	750.345	7.055.880	6.328.957
Provisión Medio Ambiente (**)	36.492.643	73.381.544	40.226.994	31.880.082
Otras provisiones	7.170.517	11.076.762	-	783.659
Total	122.860.730	127.299.176	230.563.034	183.848.284

(*) El plan de restauración en Emgesa derivado por el Proyecto El Quimbo incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, creación de una franja de protección, programas lóticos y pesqueros y programas de monitoreo de fauna y flora.

(**) Provisiones Medio Ambiente corresponden a obligaciones derivadas de la licencia ambiental para el proyecto El Quimbo, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de central las cuales se esperan sean ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto en el año 2016.

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 por el período de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, 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 2016	186.946.111	7.079.302	117.122.047	311.147.460
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	55.973.541	1.221.537	17.420.330	74.615.408
Provisión Utilizada	(19.382.596)	(273.363)	(49.275.912)	(68.931.871)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	26.059.732	228.374	3.577.988	29.866.094
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	11.923.104	(242.132)	(4.954.299)	6.726.673
Otro Incremento (Decremento)	-	-	-	-
Total Movimientos en Provisiones	74.573.781	934.416	(33.231.893)	42.276.304
Saldo al 30 de septiembre de 2016	261.519.892	8.013.718	83.890.154	353.423.764
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	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	22.857.949	24.158.277	106.100.964	153.117.190
Provisión Utilizada	(25.239.603)	(7.275)	(12.262.416)	(37.509.294)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	31.412.199	2.031.788	23.054.386	56.498.373
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(32.537.015)	(234.141)	(24.082.348)	(56.853.504)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	(14.829.363)	(51.085.541)	(6.530.431)	(72.445.335)
Otro Incremento (Decremento)	(18.686.196)	-	(440.299)	(19.126.495)
Total Movimientos en Provisiones	(37.022.029)	(25.136.892)	85.839.856	23.680.935
Saldo Final al 31 de diciembre de 2015	186.946.111	7.079.302	117.122.047	311.147.460

(1) Ver nota 5.1

22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO

22.1 Aspectos generales:

Enersis Américas 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 3.1.1. 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.

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.

Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

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

Nuevo Plan de Salud: Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa (121 beneficiarios actualmente). Este beneficio estuvo bajo la administración de la Organización Sindical (Sintraeicol) hasta el 31 de marzo de 2016. A partir del 1 de abril de 2016, la administración de este beneficio quedó a cargo del empleador Emgesa, por lo que se suscribió un contrato con la compañía MEDPLUS Medicina Prepagada para continuar garantizando este beneficio. Este beneficio cobija a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, término en el cual finaliza el beneficio. La Compañía reconoció contablemente a partir de este mes este beneficio el cual fue valorado por un actuario de la compañía AON.

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.

22.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo	203.305.049	187.270.474
Total Pasivo	203.305.049	187.270.474
Total Obligaciones Post Empleo, neto	203.305.049	187.270.474

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo	545.607.330	428.066.630
(-) Plan de activos (*)	(383.884.416)	(284.231.299)
Total	161.722.914	143.835.331
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	23.876.963	22.057.178
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	17.705.172	21.377.965
Total Obligaciones Post Empleo, neto	203.305.049	187.270.474

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

(**) En Coelce, ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 23.876.963 al 30 de septiembre de 2016 (M\$ 22.057.178 al 31 de diciembre de 2015), 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* ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado 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.

(***) 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\$ 17.705.172 al 30 de septiembre de 2016 (M\$ 21.377.965 al 31 de diciembre de 2015) correspondiente a los contratos de deudas 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 2016 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2012 M\$
Pasivo Actuarial	545.607.330	428.066.630	588.148.279	521.850.486	628.823.491
Activos Afectos	(383.884.416)	(284.231.299)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)
Diferencia	161.722.914	143.835.331	220.139.571	199.020.212	234.943.326
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	23.876.963	22.057.178	33.710.733	39.494.779	21.218.042
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	17.705.172	21.377.965	16.080.108	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	203.305.049	187.270.474	269.930.412	238.514.991	256.161.368

- b) Los gastos registrados en los resultados consolidados integrales por los períodos de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	30-09-2016	30-09-2015
	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.501.022	4.085.206
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	43.669.667	43.426.055
Ingresos por intereses activos del plan	(31.392.335)	(29.718.777)
Costos de Servicios Pasados	1.164.757	43.079
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	2.575.922	2.798.902
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	17.519.033	20.634.465
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	8.901.697	9.515.990
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	26.420.730	30.150.455

Operaciones Discontinuas	01-03-2016	30-09-2015
	M\$	M\$
Resultados operaciones discontinuas	574.738	3.274.327

- c) La presentación del pasivo actuarial neto al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es la siguiente:

Pasivo Actuarial Neto	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	269.930.412
Costo Neto por Intereses	21.759.807
Costos de los Servicios en el Período	7.092.780
Beneficios Pagados en el Período	(19.628.639)
Aportaciones del Período	(15.322.998)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Cambios del Límite del Activo	(8.365.724)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	9.627.791
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	(55.023.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(523)
Diferencias de Conversión	(40.564.277)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	187.270.474
Costo Neto por Intereses	14.853.254
Costos de los Servicios en el Período	1.501.022
Beneficios Pagados en el Período	(8.895.710)
Aportaciones del Período	(12.125.683)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	33.993.376
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	12.599.983
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(27.956.963)
Cambios del Límite de Activo	(3.600.558)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(6.134.141)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.164.757
Traspaso del personal	(1.304.786)
Otros	(309.251)
Diferencia de conversión	12.249.275
Pasivo Actuarial Neto Final al 30 de septiembre de 2016	203.305.049

(*) Ver nota 5.1

- d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por el período de nueve meses terminados el 30 de septiembre de 2016 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	588.148.279
Costo del servicio corriente (*)	7.092.780
Costo por intereses (*)	56.568.888
Aportaciones efectuadas por los participantes	453.243
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(108.872.703)
Contribuciones pagadas	(52.487.363)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(523)
Traspaso a pasivo mantenidos para distribuir a los propietarios	(55.023.456)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	428.066.630
Costo del servicio corriente	1.501.022
Costo por intereses	43.669.667
Aportaciones efectuadas por los participantes	157.192
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	33.993.376
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	12.599.983
Diferencia de conversión de moneda extranjera	47.738.818
Contribuciones pagadas	(21.670.078)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	1.164.757
Traspaso del personal	(1.304.786)
Otros	(309.251)
Saldo al 30 de septiembre de 2016	545.607.330

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$ 4.810.031. Los costos de servicio corriente del ejercicio 2015 incluyen costos por nuevos planes de retiro por M\$1.484.025 y costos por resultados actuariales de premios por antigüedad por M\$1.380.360. Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$19.459.863. La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$13.381.836.

Al 30 de septiembre de 2016, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,30% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,72% a 31 de diciembre de 2015), en un 85,16% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (80,50% a 31 de diciembre de 2015), en un 11,86% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (15,01% a 31 de diciembre 2015), en un 2,22% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (3,16% a 31 de diciembre de 2015) y el 0,46% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,61% al 31 de diciembre de 2015).

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 2015	(368.008.708)
Ingresos por intereses	(38.428.236)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Diferencia de conversión de moneda extranjera	79.545.346
Aportaciones del empleador	(15.322.998)
Aportaciones pagadas	(453.243)
Contribuciones pagadas	32.858.724
Saldo al 31 de diciembre de 2015	(284.231.299)
Ingresos por intereses	(31.392.335)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(27.956.963)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(40.795.312)
Aportaciones del empleador	(12.125.683)
Aportaciones pagadas	(157.192)
Contribuciones pagadas	12.774.368
Saldo al 30 de septiembre de 2016	(383.884.416)

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

Categoría de los Activos del Plan	30-09-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	16.492.604	4,30%	35.173.904	12,38%
Activos de renta fija	318.772.111	83,04%	210.347.356	74,01%
Inversiones inmobiliarias	43.895.483	11,43%	33.391.752	11,75%
Otros	4.724.217	1,23%	5.318.287	1,87%
Total	383.884.416	100%	284.231.299	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 Brasileiros (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.

	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acciones	-	1
Inmuebles	17.624.460	16.535.844
Total	17.624.460	16.535.845

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo		M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		33.710.733
Intereses de Activo no reconocidos		3.619.155
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		(8.365.724)
Diferencias de Conversión		(6.906.986)
Saldo al 31 de diciembre de 2015		22.057.178
Intereses de Activo no reconocidos		2.575.922
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		(3.600.558)
Diferencias de Conversión		2.844.421
Total Techo del Activo al 30 de septiembre de 2016		23.876.963

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 2016 y 31 de diciembre de 2015:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015
Tasas de descuento utilizadas	4,67%	5,00%	13,63% - 13,74%	14,02% - 14,21%	7,41%	7,25%	5,50%	5,50%	6,70%	7,60%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	10,21%	9,69%	4,20%	4,20%	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
Tasa de rotación esperada	6,12% - 7,00%	5,69%	4,55% - 5,68%	4,55% - 5,68%	0,35% - 0,74%	0,44% - 0,65%	1,20% - 1,52%	1,20% - 1,52%	3,88% - 4,20%	3,90% - 4,07%

- Sensibilización:**

Al 30 de septiembre de 2016, 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\$ 40.311.834 (M\$ 32.618.877 al 31 de diciembre de 2015) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 47.624.724 (M\$ 38.040.654 al 31 de diciembre de 2015) 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 han ascendido a M\$ 3.189.851 (M\$ 3.514.582 el 30 de septiembre de 2015).

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 25.308.207.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 9,30 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	45.142.056
2	40.335.773
3	41.190.382
4	41.064.883
5	40.778.078
Más de 5	207.235.035

23. PATRIMONIO

23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

23.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enersis Américas al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$3.575.339.010 y M\$ 5.804.447.986 y está representado en 49.092.772.762 de acciones en ambos períodos. Todas las acciones emitidas por Enersis Américas 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, y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

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, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (Ver nota 23.5.c).

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis (actual Enersis Américas), 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 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.

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis (actual Enersis Américas) celebrada el 18 de diciembre de 2015, los accionistas aprobaron la división de Enersis en dos sociedades, surgiendo de esta División la nueva sociedad anónima abierta Enersis Chile S.A., regida por el Título XII del D.L. 3500, a la que se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en cada una, Chilectra y Endesa Chile, ya divididas, e incorporándose en ella la totalidad de los accionistas de Enersis en la misma proporción que les corresponde en el capital de Enersis Américas por un número de acciones igual al que tenían en la sociedad dividida (relación 1 a 1); permaneciendo en la sociedad dividida Enersis Américas las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, incluyendo sus participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile, y los pasivos vinculados a ellas, al igual que todos los demás activos y pasivos no asignados expresamente a Enersis Chile en la División.

Como parte del acuerdo de División, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis (actual Enersis Américas) producto de la División desde la suma de \$5.804.447.986.000, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de \$3.575.339.011.549, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile en la suma de \$2.229.108.974.451, correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis y Enersis Chile, asignándose a Enersis Chile los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida junta.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se ha materializado la división de Enersis y desde esa fecha ha comenzado a existir la compañía Enersis Chile S.A., verificándose además la correspondiente disminución de capital y demás reformas estatutarias de la hasta entonces Enersis S.A., que pasó a denominarse Enersis Américas S.A.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada sociedad.

23.1.2 Dividendos

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.

Con fecha 24 de noviembre de 2015 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de \$1,23875 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2016, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio proforma pagado en enero de 2016) y un dividendo adicional, que asciende a un total de \$204.974.253.630, que equivale a \$4,17321 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°92 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a \$167.209.724.296, que equivale a \$3,40599 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
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
92	Provisorio	29-01-2016	1,23875	2015
93	Definitivo	24-05-2016	3,40599	2015

23.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado intermedio por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(85.245.014)	(76.159.841)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	102.551.288	99.527.917
Edelnor	21.044.544	54.981.293
Dock Sud	(13.258.311)	4.546.264
Enel Brasil S.A.	(328.946.625)	(549.333.440)
Central Costanera S.A.	(1.453.787)	2.786.400
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (2)	-	11.125.888
Emgesa S.A. E.S.P.	15.137.748	11.371.135
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(62.618.357)	(28.672.370)
Generandes Perú S.A.	54.635.304	93.656.870
Empresa Eléctrica de Piura	3.697.629	11.110.310
Otros	(5.476.348)	(756.642)
TOTAL	(299.931.929)	(365.816.216)

- (1) A contar del 1 de enero de 2015, la compañía cambió su moneda funcional pasando desde el dólar estadounidense al peso chileno. Esta entidad ha sido clasificada como operación discontinuada.
- (2) Al 31 de diciembre de 2015, esta compañía fue clasificada como operación discontinuada. Con fecha 1 de marzo de 2016, la compañía dejó de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1)

23.3 Gestión del capital

El objetivo de Enersis Américas 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.

23.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

Enersis Américas 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. Al 30 de septiembre de 2016, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Endesa Américas, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura asciende a M\$ 26.271.131, M\$ 618.421.860, M\$ 31.497.056, M\$ 177.320.640 y M\$ 47.906.358, respectivamente.

23.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2016 M\$	Movimiento 2016 M\$	Saldo al 30 de septiembre de 2016 M\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(418.992.914)	119.060.985	(299.931.929)
Coberturas de flujo de caja (b)	(9.826.557)	1.409.087	(8.417.470)
Activos financieros disponibles para la venta	(167.739)	394.695	226.956
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(101.436.996)	101.436.996	-
Otras reservas varias (c)	(2.628.536.018)	915.615.804	(1.712.920.214)
TOTAL	(3.158.960.224)	1.137.917.567	(2.021.042.657)

	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)

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 2.7.3) y
 - la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 3.b.).
- 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.f.5.).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(900.683.317)	(892.845.532)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	479.817.274	-
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(294.091.592)	(289.426.882)
Reserva transición a IFRS (4)	(997.915.790)	(1.455.137.625)
Other reservas varias (5)	(46.789)	17.009.929
Total	(1.712.920.214)	(2.620.400.110)

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.

- 2) Reserva por la restructuración societaria (“división de Sociedades”) materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.) (Ver Nota 5.1).
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras filiales. Representan el efecto generado por compras de participaciones de filiales bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: 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 Sociedad adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

i) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 “Adopción por primera vez”).

ii) 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.

- 5) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

23.6 Participaciones no controladoras.

23.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis Américas 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 Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Nota 23.1.1)

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis Américas 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 Américas 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 Américas adquirió 38.162 acciones ordinarias adicionales, pagando por ellas M\$ 464.883.

En resumen, Enersis Américas 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 2.7.5. 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 Américas.

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.

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

Con fecha 29 de abril de 2014, el Directorio de Enersis Américas 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 Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Nota 23.1.1).

Con fecha 3 de septiembre de 2014, Enersis Américas 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 Américas 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 2.7.6. 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 Américas.

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.

23.6.3 Capitalización Central Dock Sud

Durante el 2014, Enersis Américas 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 Américas 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 Américas 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 Américas, estos créditos fueron parcialmente reembolsados en efectivo. Todos estos movimientos constituyeron una operación con partes relacionadas (la "Operación") aprobada, en el caso de Enersis Américas, 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 que aproximadamente son los siguientes: Enersis Américas (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

Esta operación se registró según el criterio contable señalado en nota 2.7.6, e implicó registrar un abono adicional a Otras reservas varias por M\$ 35.149.573.

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

Compañías	Participaciones no controladoras				
	30-09-2016 %	Patrimonio		Resultado	
		30-09-2016 ThCh\$	12-31-2015 ThCh\$	30-09-2016 ThCh\$	30-09-2015 ThCh\$
Ampla Energía E Serviços S.A.	0,36%	1.732.941	1.670.381	(137.551)	(40.308)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	125.667.792	102.309.115	13.951.808	16.604.026
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	270.492.906	270.808.395	47.517.251	47.532.119
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	401.256.580	412.145.236	72.175.336	90.181.195
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	76.876.928	75.852.375	12.548.686	11.378.473
Edegel S.A.A	16,40%	89.079.638	91.467.160	7.650.463	11.443.700
Chinango S.A.C.	20,00%	13.158.458	14.268.911	2.022.615	2.279.936
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	2.535.385	7.873.277	(3.919.727)	18.451.456
Endesa Costanera S.A.	24,32%	3.535.014	3.759.405	633.368	1.540.474
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	46.392.122	48.208.347	9.146.342	4.005.714
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	21.568.814	24.059.619	2.852.119	(755.950)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	21.107.111	23.536.086	2.798.324	(767.827)
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra Chile S.A.) (*)	0,00%	-	10.118.233	274.125	1.205.526
Chilectra Américas S.A.	0,91%	3.819.225	-	113.099	-
Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile S.A.) (*)	0,00%	-	1.059.805.601	48.377.285	77.822.375
Endesa Américas S.A.	40,02%	519.047.488	-	42.532.839	-
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (*)	7,35%	-	10.900.863	1.201.670	6.183.061
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	3,50%	2.414.895	2.201.500	389.399	211.648
Otras		2.507.050	4.674.591	782.025	324.936
TOTAL		1.601.192.347	2.163.659.095	260.909.476	287.600.554

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas entidades fueron clasificadas como operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

24. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Ventas de energía (1)	3.177.072.123	3.163.176.228
Generación	850.973.525	844.907.615
Clientes Regulados	83.655.350	103.909.933
Clientes no Regulados	536.497.215	484.766.892
Ventas de Mercado Spot	172.834.052	215.410.136
Otros Clientes	57.986.908	40.820.654
Distribución	2.326.098.598	2.318.268.613
Residenciales	993.976.911	1.141.787.389
Comerciales	681.720.485	551.155.374
Industriales	271.474.427	226.163.415
Otros Consumidores	378.926.775	399.162.435
Otras ventas	27.606.533	26.364.085
Ventas de gas	15.914.778	11.352.899
Ventas de otros combustibles	3.891.180	-
Ventas de productos y servicios	7.800.575	15.011.186
Otras prestaciones de servicios	335.587.910	294.592.026
Peajes y transmisión	212.449.580	186.980.075
Arriendo equipos de medida	55.066	53.125
Alumbrado público	3.249.315	3.017.407
Verificaciones y enganches	4.727.742	1.981.116
Servicios de ingeniería y consultoría	3.011.480	1.039.022
Otras prestaciones	112.094.727	101.521.281
Total Ingresos de actividades ordinarias	3.540.266.566	3.484.132.339

Otros ingresos	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Ingresos por contratos de construcción	166.049.236	160.335.417
Otros Ingresos (2)	115.727.129	279.939.673
Total Otros ingresos	281.776.365	440.275.090

- (1) Con fecha 29 enero de 2016, el ENRE emitió la Resolución N° 1/2016 que aprobó los valores del cuadro tarifario de Edesur con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero hora del 01 de febrero de 2016, los efectos reconocidos por esta resolución en el presente período han sido de M\$ 315.450.353. Al 30 de septiembre de 2015, se reconocieron ingresos por ventas de energía por M\$ 26.232.719 que a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos provenientes del PUREE deben ser considerados como parte de los ingresos de las distribuidoras.
- (2) Producto de la aplicación de la nueva Resolución 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015, que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprobó un aumento no recurrente de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implicara un aumento tarifario, que ascendió a M\$ 185.563.431, además se reconocieron ingresos por M\$ 11.653.082, ya que también autorizaba a compensar hasta el 31 de enero de 2015 las deudas establecidas por el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta su concurrencia con los créditos establecidos por los costos no traspasados a tarifa (MMC), reconociéndose en ingresos por ventas de energía. Adicionalmente, la aplicación de esta Resolución también implicó el reconocimiento de ingresos por M\$33.881.662 asociados a incrementos salariales. En 2016, las anteriores medidas transitorias fueron discontinuadas ya que, como se indicó anteriormente, se actualizó cuadro tarifario para Edesur, a través de la mencionada Resolución 1/2016 del ENRE.

Adicionalmente, por el período terminado al 30 de septiembre de 2016, se incluye un monto de M\$ 38.658.217, originado por los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA (M\$36.938.241 por el período terminado al 30 de septiembre de 2015).

25. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Compras de energía	(1.226.576.974)	(1.398.991.864)
Consumo de combustible	(197.887.936)	(171.043.626)
Gastos de transporte	(194.844.204)	(186.598.709)
Costos por contratos de construcción	(166.049.236)	(160.335.417)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(129.000.118)	(118.887.640)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.914.358.468)	(2.035.857.256)

26. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS

La composición de rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Sueldos y salarios	(199.470.613)	(234.140.708)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(5.855.630)	(6.103.332)
Seguridad social y otras cargas sociales	(99.618.845)	(116.185.254)
Otros gastos de personal	(10.193.779)	(5.759.029)
Total Gastos por beneficios a los empleados	(315.138.867)	(362.188.323)

27. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Depreciación	(174.809.480)	(179.817.566)
Amortización	(61.867.428)	(56.443.348)
Subtotal	(236.676.908)	(236.260.914)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(56.928.276)	(31.635.954)
Total	(293.605.184)	(267.896.868)

(*) Información por Segmento por Reversión y (Pérdidas) por Deterioro	Generación		Distribución		Otros		Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Activos financieros (ver nota 8)	(1.091.240)	162.429	(54.768.379)	(28.041.727)	(1.068.657)	(48)	(56.928.276)	(27.879.346)
Activo intangible distinto de la plusvalía (ver nota 13)	-	-	-	(3.724.809)	-	-	-	(3.724.809)
Propiedad, planta y equipo (ver nota 15)	-	(31.799)	-	-	-	-	-	(31.799)
Total	(1.091.240)	130.630	(54.768.379)	(31.766.536)	(1.068.657)	(48)	(56.928.276)	(31.635.954)

Para el período terminado al 30 de septiembre de 2015, los activos sujetos a análisis de deterioro que se relacionan con operaciones dentro de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribución a los propietarios (Ver Notas 3.j y 5.1).

28. OTROS GASTOS POR NATURALEZA

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Otros suministros y servicios	(91.910.030)	(45.200.786)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(73.842.942)	(119.985.093)
Reparaciones y conservación	(81.247.706)	(83.969.310)
Indemnizaciones y multas	(16.576.617)	(13.899.869)
Tributos y tasas	(23.981.286)	(28.570.009)
Primas de seguros	(21.969.473)	(20.829.207)
Arrendamientos y cánones	(9.015.080)	(7.517.237)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.817.710)	(3.397.067)
Otros aprovisionamientos	(76.529.079)	(41.259.677)
Gastos de viajes	(9.024.551)	(12.571.239)
Gastos de medioambiente	(826.355)	(696.217)
Total	(406.740.829)	(377.895.711)

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015 fue de M\$ 299.954 y M\$ 566.360, respectivamente.

29. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	585.754	721.075
Otros	80.486	-
Total Otras ganancias (pérdidas)	666.240	721.075

30. RESULTADO FINANCIERO

El detalle del ingreso y gasto financiero por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	76.358.172	51.849.858
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	82.257	104.522
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	32.514.582	25.159.017
Otros ingresos financieros	42.334.449	114.373.750
Total Ingresos Financieros	151.289.460	191.487.147

Costos financieros	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Costos Financieros	(406.406.993)	(271.583.445)
Préstamos bancarios	(42.534.863)	(31.107.984)
Obligaciones con el público	(149.061.535)	(132.345.378)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.136.784)	(1.019.000)
Valoración derivados financieros	(11.231.140)	(470.597)
Actualización financiera de provisiones (3)	(91.992.909)	(36.577.443)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(14.935.511)	(14.875.911)
Gastos financieros activados	18.548.630	55.671.552
Otros costos financieros	(114.062.881)	(110.858.684)
Resultado por unidades de reajuste (*)	(584.294)	(6.417.591)
Diferencias de cambio (**)	12.734.861	(10.191.919)
Total Costos Financieros	(394.256.426)	(288.192.955)
Total Resultado Financiero	(242.966.966)	(96.705.808)

- (1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce.
- (2) Ver nota 22.2.b).
- (3) Al 30 de septiembre de 2016, se incluyen M\$ 63.746.413 (M\$ 15.023.018 al 30 de septiembre de 2015) en nuestra filial Edesur, de los cuales M\$ 46.055.857 corresponden a actualización de multa de calidad de servicio (Ver Nota 20). Adicionalmente, nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce, han reconocido M\$25.723.244 al 30 de septiembre de 2016 (M\$20.874.045 al 30 de septiembre de 2015) por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales (Ver Nota 21).

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	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Otros activos financieros	7	-
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	32.565	178.924
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(580.790)	(6.596.515)
Otras provisiones	(36.076)	-
Total Resultado por Unidades de Reajuste	(584.294)	(6.417.591)

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(3.196.338)	8.380.729
Otros activos financieros	36.722.691	32.233.334
Otros activos no financieros	(1.199.802)	203.447
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	13.160.853	(11.741.025)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	759.743	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(25.014.344)	(19.744.673)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(1.629.565)	(18.823.153)
Otros pasivos no financieros	(6.868.377)	(700.578)
Total Diferencias de Cambio	12.734.861	(10.191.919)

31. INFORMACIÓN POR SEGMENTO

31.1 Criterios de segmentación

Las actividades del Grupo operan bajo una estructura de organización matricial con responsabilidades de administración duales y cruzadas (basadas en las áreas de responsabilidad de negocio y geográfica) y sus filiales operan en el negocio de generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica.

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en IFRS 8.9 y en los criterios establecidos en IFRS 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

Segmento de Generación y Transmisión: El segmento de generación y transmisión de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que poseen plantas de generación, y cuya energía es transmitida y distribuida a los consumidores finales.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras filiales Cemsa, Central DockSud, Central Costanera, y El Chocón; en Brasil por nuestras filiales Cachoeira Dourada, CIEN, Enel Brasil, y Fortaleza; en Colombia in Colombia por nuestra filial Emgesa, y en Perú por nuestras filiales Edegel y EEP SA.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra filial Edesur; en Brasil por nuestras filiales Ampla y Coelce; en Colombia por nuestra filial Codensa; y en Perú por nuestra filial Edelnor.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

- a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión por un lado, y Distribución por otro;
- b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;
- c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;
- d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y
- e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución

La máxima autoridad en la toma de decisiones ("CODM" por sus siglas en inglés) de la Sociedad en conjunto con el gerente del país revisa mensualmente estos reportes internos y utiliza la información de los KPI para tomar decisiones sobre la asignación de recursos y la evaluación del desempeño de los segmentos operaciones para cada uno de los segmentos sobre los que debe informarse.

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de del Grupo. En este contexto y considerando el proceso de reestructuración societaria en curso, descrito en Nota 5.1, los activos y pasivos relacionados con las operaciones en Chile son presentados como mantenidos para distribución a los propietarios, y en el caso de las cuentas de resultados, como operaciones discontinuadas.

31.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS								
ACTIVOS CORRIENTES	759.338.202	3.974.309.548	1.269.216.771	2.233.248.507	960.276.606	1.706.003.655	2.988.831.579	7.913.561.710
Efectivo y equivalentes al efectivo	375.456.519	158.234.836	264.798.500	174.458.784	919.195.181	852.469.724	1.559.450.200	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	9.637.969	11.466.253	35.244.655	34.171.369	43.666.250	22.624.824	88.548.874	68.262.446
Otros activos no financieros, corriente	12.380.081	26.895.066	71.754.727	72.076.278	1.378.380	3.017.713	85.513.188	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	243.594.119	281.533.993	837.306.925	802.286.571	6.829.210	4.311.003	1.087.730.254	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	78.375.467	69.698.172	7.491.948	27.676.364	(78.053.087)	(93.807.606)	7.814.328	3.566.930
Inventarios corrientes	31.892.439	33.665.661	39.571.017	61.185.174	855.685	207.062	72.319.141	95.057.897
Activos por impuestos corrientes, corriente	8.001.608	3.751.263	13.048.999	11.961.862	66.404.987	31.741.463	87.455.594	47.454.588
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	3.389.064.304	-	1.049.432.105	-	885.439.472	-	5.323.935.881
ACTIVOS NO CORRIENTES	3.532.791.962	4.070.922.143	3.996.635.242	4.091.696.107	397.167.154	627.025.569	7.926.594.358	7.535.592.681
Otros activos financieros no corrientes	1.701.714	625.982	635.732.176	488.884.301	20.280	17.921	637.454.170	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes	7.957.092	9.847.779	63.811.286	54.741.348	13.629.851	12.973.581	85.398.229	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	293.458.923	310.451.501	51.177.225	88.178.936	54.267	65.427	344.690.415	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	1.475.958	-	254.955	355.485	(1.475.958)	-	254.955	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	87.543.315	478.361.882	30.699.032	491.519.716	(86.646.942)	(938.921.153)	31.595.405	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	34.747.519	33.665.518	1.114.791.653	933.484.014	12.985.725	14.249.740	1.162.524.897	981.399.272
Plusvalía	5.231.358	100.700.655	86.799.347	76.703.162	378.806.898	266.795.230	470.837.603	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	3.061.683.680	3.097.266.606	1.941.435.405	1.905.927.300	2.589.421	372.727	5.005.708.506	5.003.566.633
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	38.992.403	40.002.220	71.934.163	51.901.845	77.203.612	17.420.958	188.130.178	109.325.023
TOTAL ACTIVOS	4.292.130.164	8.045.231.691	5.265.852.013	6.324.944.614	1.357.443.760	1.078.978.086	10.915.425.937	15.449.154.391

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

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS								
PASIVOS CORRIENTES	844.764.243	2.735.116.868	1.621.295.715	1.838.355.464	47.285.107	(68.091.532)	2.513.345.065	4.505.380.800
Otros pasivos financieros corrientes	255.583.299	230.270.298	329.158.947	206.125.030	262.992.612	251.478.180	847.734.858	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	318.560.048	342.712.347	1.018.147.643	1.037.064.551	19.518.022	73.047.309	1.356.225.713	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	130.278.346	104.568.189	153.641.652	72.131.804	(237.092.281)	(66.802.485)	46.827.717	109.897.508
Otras provisiones corrientes	47.804.414	81.419.354	74.341.204	45.879.822	715.112	-	122.860.730	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	87.973.783	91.117.121	16.168.038	24.166.415	66.313	27.324.424	104.208.134	142.607.960
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	4.564.353	1.951.295	29.838.231	35.966.491	1.085.329	1.308.553	35.487.913	39.226.339
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.883.078.264	-	417.021.351	-	(354.447.513)	-	1.945.652.102
PASIVOS NO CORRIENTES	1.434.446.326	1.313.277.539	1.725.878.220	1.559.780.584	(155.829.245)	(119.092.912)	3.004.495.301	2.753.965.211
Otros pasivos financieros no corrientes	1.055.279.604	941.834.867	952.713.052	883.297.767	20.966.300	22.163.958	2.028.958.956	1.847.296.592
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	122.738.160	97.364.873	181.979.255	178.027.558	7.164.574	8.151.823	311.881.989	283.544.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	13.076.243	10.685.702	200.151.029	157.179.286	(213.227.272)	(167.864.988)	-	-
Otras provisiones no corrientes	51.128.029	41.883.233	179.233.686	141.808.620	201.319	156.431	230.563.034	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	153.103.239	181.262.110	31.119.304	34.940.876	27.424.048	15.701.629	211.646.591	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	22.255.109	21.548.342	179.408.154	163.123.897	1.641.786	2.598.235	203.305.049	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes	16.865.942	18.698.412	1.273.740	1.402.580	-	-	18.139.682	20.100.992
PATRIMONIO NETO	2.012.919.595	3.996.837.284	1.918.678.078	2.926.808.566	1.465.987.898	1.266.162.530	5.397.585.571	8.189.808.380
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	2.012.919.595	3.996.837.284	1.918.678.078	2.926.808.566	1.465.987.898	1.266.162.530	3.796.393.224	6.026.149.285
Capital emitido	643.835.511	1.476.722.861	556.269.484	860.651.565	2.375.234.015	3.467.073.560	3.575.339.010	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	356.260.354	2.358.601.470	96.001.770	1.414.711.314	1.789.834.747	(392.651.261)	2.242.096.871	3.380.661.523
Primas de emisión	25.978.599	206.058.198	3.053.025	3.547.484	(29.031.624)	(209.605.682)	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	986.845.131	(44.545.245)	1.263.353.799	647.898.203	(2.670.049.240)	(1.598.654.087)	(2.021.042.657)	(3.158.960.224)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	1.601.192.347	2.163.659.095
Total Patrimonio Neto y Pasivos	4.292.130.164	8.045.231.691	5.265.852.013	6.324.944.614	1.357.443.760	1.078.978.086	10.915.425.937	15.449.154.391

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

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES								
INGRESOS	1.400.549.287	1.222.358.170	2.783.611.830	2.938.373.117	(362.118.186)	(236.323.858)	3.822.042.931	3.924.407.429
Ingresos de actividades ordinarias	1.342.402.038	1.182.806.088	2.559.708.291	2.537.503.715	(361.843.763)	(236.177.464)	3.540.266.566	3.484.132.339
Ventas de energía	1.182.538.970	1.054.221.981	2.326.246.992	2.318.456.718	(331.713.839)	(209.502.472)	3.177.072.123	3.163.176.227
Otras ventas	19.805.958	14.454.795	1.655.729	11.909.291	6.144.846	-	27.606.533	26.364.086
Otras prestaciones de servicios	140.057.110	114.129.312	231.805.570	207.137.706	(36.274.770)	(26.674.992)	335.587.910	294.592.026
Otros ingresos	58.147.249	39.552.082	223.903.539	400.869.402	(274.423)	(146.394)	281.776.365	440.275.090
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(592.105.595)	(429.787.677)	(1.689.107.416)	(1.844.788.804)	366.854.543	238.719.225	(1.914.358.468)	(2.035.857.256)
Compras de energía	(235.503.186)	(119.374.309)	(1.343.492.307)	(1.500.965.934)	352.418.519	221.348.379	(1.226.576.974)	(1.398.991.864)
Consumo de combustible	(197.887.936)	(171.043.625)	-	-	-	-	(197.887.936)	(171.043.625)
Gastos de transporte	(102.408.976)	(92.104.731)	(112.123.308)	(113.619.313)	19.688.080	19.125.334	(194.844.204)	(186.598.710)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(56.305.497)	(47.265.012)	(233.491.801)	(230.203.557)	(5.252.056)	(1.754.488)	(295.049.354)	(279.223.057)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	808.443.692	792.570.493	1.094.504.414	1.093.584.313	4.736.357	2.395.367	1.907.684.463	1.888.550.173
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.917.744	7.684.811	39.175.392	39.134.172	62.298	1.249.619	43.155.434	48.068.602
Gastos por beneficios a los empleados	(67.094.304)	(78.732.019)	(231.712.874)	(272.363.331)	(16.331.689)	(11.092.973)	(315.138.867)	(362.188.323)
Otros gastos, por naturaleza	(85.914.053)	(67.634.041)	(285.117.199)	(293.036.552)	(35.709.577)	(17.225.118)	(406.740.829)	(377.895.711)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	659.353.079	653.889.244	616.849.733	567.318.602	(47.242.611)	(24.673.105)	1.228.960.201	1.196.534.741
Gasto por depreciación y amortización	(105.517.193)	(106.905.532)	(131.318.060)	(129.690.948)	158.345	335.566	(236.676.908)	(236.260.914)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.091.240)	130.630	(54.684.494)	(31.766.536)	(1.152.542)	(48)	(56.928.276)	(31.635.954)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	552.744.646	547.114.342	430.847.179	405.861.118	(48.236.808)	(24.337.587)	935.355.017	928.637.873
RESULTADO FINANCIERO	(72.803.603)	(65.418.546)	(201.346.644)	(52.219.309)	31.183.281	20.932.047	(242.966.966)	(96.705.808)
Ingresos financieros	37.289.601	24.522.863	87.206.058	144.806.519	26.793.801	22.157.765	151.289.460	191.487.147
Efectivo y otros medios equivalentes	31.454.411	23.415.068	18.526.433	6.416.235	26.377.330	22.018.555	76.358.174	51.849.858
Otros ingresos financieros	5.835.190	1.107.795	68.679.625	138.390.284	416.471	139.210	74.931.286	139.637.289
Costos financieros	(129.473.849)	(71.092.795)	(294.442.071)	(197.029.517)	17.508.927	(3.461.133)	(406.406.993)	(271.583.445)
Préstamos bancarios	(13.709.125)	(13.709.125)	(28.767.176)	(17.398.788)	(777)	(71)	(42.534.864)	(31.107.984)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(73.189.954)	(53.995.202)	(65.464.526)	(68.117.245)	(10.407.054)	(10.232.931)	(149.061.534)	(132.345.378)
Otros	(42.516.984)	(3.388.468)	(200.210.369)	(111.513.484)	27.916.758	6.771.869	(214.810.595)	(108.130.083)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	(584.294)	(6.417.591)	(584.294)	(6.417.591)
Diferencias de cambio	19.380.645	(18.848.614)	5.889.369	3.689	(12.535.153)	8.653.006	12.734.861	(10.191.919)
Positivas	68.801.665	13.057.843	22.299.505	3.386.858	32.943.720	59.794.393	124.044.890	76.239.094
Negativas	(49.421.020)	(31.906.457)	(16.410.136)	(3.383.169)	(45.478.873)	(51.141.387)	(111.310.029)	(86.431.013)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	889.874	2.268.318	978.539	1.680.149	(276.064)	(86.574)	1.592.349	3.861.893
Otras ganancias (pérdidas)	359.363	104.005	300.612	617.070	6.265	-	666.240	721.075
Resultado de Otras Inversiones	52.507	(1)	27.714	-	265	-	80.486	(1)
Resultados en Ventas de Activos	306.856	104.006	272.898	617.070	6.000	-	585.754	721.076
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	481.190.280	484.068.119	230.779.686	355.939.028	(17.323.326)	(3.492.114)	694.646.640	836.515.033
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(176.405.717)	(174.363.437)	(85.132.573)	(97.817.590)	75.252.416	(105.000.843)	(186.285.874)	(377.181.870)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	304.784.563	309.704.682	145.647.113	258.121.438	57.929.090	(108.492.957)	508.360.766	459.333.163
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	115.130.387	233.692.661	115.130.387	233.692.661
GANANCIA (PÉRDIDA)	304.784.563	309.704.682	145.647.113	258.121.438	173.059.477	125.199.704	623.491.153	693.025.824
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	304.784.563	309.704.682	145.647.113	258.121.438	173.059.477	125.199.704	623.491.153	693.025.824
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	362.581.677	405.425.270
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	260.909.477	287.600.554
País	Generación	Distribución	Holdings y Eliminaciones	Totales				
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	699.422.994	722.159.413	531.246.512	580.137.290	(72.696.865)	(78.801.797)	1.157.972.641	1.223.494.906
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(161.549.789)	(447.920.998)	(369.861.129)	(574.965.935)	173.000.260	58.572.641	(358.410.660)	(964.314.292)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(352.787.700)	(464.584.567)	(86.206.952)	(177.645.869)	(120.644.226)	(238.250.042)	(559.638.878)	(860.480.478)

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

31.3 Países

País	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS														
ACTIVOS CORRIENTES	1.069.242.638	7.206.153.017	387.495.479	335.086.963	941.930.414	790.909.682	499.079.870	372.444.839	251.331.641	246.261.307	(160.248.463)	1.037.294.098	2.988.831.579	7.913.561.710
Efectivo y equivalentes al efectivo	858.582.202	842.075.831	116.700.826	46.181.049	221.620.812	91.204.686	258.078.685	156.927.518	104.467.675	48.774.260	-	-	1.559.450.200	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	29.433.842	16.960.472	709.450	694.177	43.165.078	48.170.095	15.239.997	3.037.702	507	-	-	-	88.548.874	68.252.446
Otros activos no financieros, corriente	103.585	41.022	4.036.383	2.763.894	71.529.857	80.269.243	4.057.680	9.724.564	5.785.683	9.191.334	-	-	85.513.188	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.706.674	729.821	230.897.499	216.550.824	556.046.137	536.725.492	187.950.166	179.304.792	111.205.944	154.034.146	(76.166)	786.492	1.087.730.254	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	124.531.113	72.105.375	20.678.107	24.224.813	20.180.125	19.580.577	1.475.310	2.063.025	1.121.970	1.292.410	(160.172.297)	115.699.270	7.814.328	3.566.930
Inventarios corrientes	-	-	11.963.184	40.147.347	2.286.153	900.446	32.276.956	21.381.902	25.792.848	32.628.202	-	-	72.319.141	95.057.897
Activos por impuestos corrientes, corriente	54.885.222	28.523.295	2.510.030	4.524.859	27.102.252	14.060.143	1.076	5.336	2.957.014	340.955	-	-	87.455.594	47.454.588
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	6.246.317.201	-	-	-	-	-	-	-	-	-	922.381.320	-	5.323.935.881
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.531.202.555	4.419.757.344	904.129.376	989.117.985	2.389.637.802	2.026.630.282	2.769.286.188	2.655.603.106	1.544.560.311	1.626.705.797	(4.212.221.874)	4.182.221.833	7.926.594.358	7.535.592.681
Otros activos financieros no corrientes	-	-	673.545	21.751	635.068.877	488.876.852	1.708.277	616.296	3.471	13.305	-	-	637.454.170	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes	9.807.779	9.809.121	2.137.337	3.927.495	69.699.376	60.707.204	3.808.220	3.380.076	-	-	(54.483)	261.188	85.396.229	77.562.705
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	280.370.135	307.327.055	46.875.769	81.551.731	17.444.511	9.817.078	-	-	-	-	344.690.415	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	34.202.999	-	254.955	355.485	36.009.580	34.884.531	-	-	1.475.958	-	(71.688.537)	34.884.531	254.955	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.410.020.952	4.392.452.234	25.610.240	33.278.110	-	-	30.686.282	29.497.710	84.563.684	78.272.852	(4.519.285.753)	4.502.540.461	31.595.405	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	1.539.557	1.901.334	1.090.119.028	910.420.453	40.878.220	36.607.957	29.988.092	32.469.528	-	-	1.162.524.897	981.399.272
Plusvalía	-	-	842.627	1.070.609	86.799.346	76.703.162	4.388.731	4.285.457	-	6.675.472	378.806.899	355.464.347	470.837.603	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	-	-	592.242.815	640.616.088	333.495.532	307.829.742	2.651.441.053	2.545.846.163	1.428.529.106	1.509.274.640	-	-	5.005.708.506	5.003.566.633
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	77.170.825	17.495.989	458.165	620.058	91.570.294	65.656.607	18.930.894	25.552.369	-	-	-	-	188.130.178	109.325.023
TOTAL ACTIVOS	5.600.445.193	11.625.910.361	1.291.624.855	1.324.204.948	3.331.568.216	2.817.539.964	3.268.366.058	3.028.047.945	1.795.891.952	1.872.967.104	(4.372.470.337)	(5.219.515.931)	10.915.425.937	15.449.154.391

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 (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS														
PASIVOS CORRIENTES	279.119.130	2.214.708.056	681.518.498	650.930.971	735.001.946	649.275.989	694.835.171	589.400.597	272.637.114	313.823.925	(139.766.794)	87.241.262	2.513.345.065	4.505.380.800
Otros pasivos financieros corrientes	262.992.612	251.988.261	25.755.591	30.883.517	209.352.436	136.422.798	275.451.603	170.601.821	74.182.616	97.977.111	-	-	847.734.858	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	8.212.362	30.630.264	527.544.651	524.765.510	438.716.981	438.614.827	247.059.423	258.880.100	134.471.724	149.516.849	220.572	50.416.657	1.356.225.713	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	7.132.731	37.738.690	22.995.424	23.671.742	55.981.771	50.826.174	89.792.830	30.878.126	10.912.327	8.587.452	(139.987.366)	41.804.676	46.827.717	109.897.508
Otras provisiones corrientes	715.112	3.595	62.858.111	30.169.043	2.192.031	2.144.014	40.885.080	77.759.932	16.210.396	17.222.592	-	-	122.860.730	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	66.313	27.324.425	42.364.721	41.441.159	24.834.166	19.959.622	30.422.429	49.992.270	6.520.505	3.890.484	-	-	104.206.134	142.607.960
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	3.924.561	1.308.554	1.223.806	1.288.348	30.339.546	36.629.437	-	-	35.487.913	39.226.339
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.867.022.821	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.629.281	-	1.945.652.102
PASIVOS NO CORRIENTES	40.552.338	25.261.654	375.275.992	393.937.987	879.098.037	725.609.705	1.279.755.192	1.113.128.603	521.975.199	555.256.672	(92.161.457)	59.229.410	3.004.495.301	2.753.965.211
Otros pasivos financieros no corrientes	20.966.300	22.163.958	31.359.118	38.637.260	465.408.620	424.551.031	1.166.204.310	1.012.352.174	345.020.608	349.592.169	-	-	2.028.958.956	1.847.296.592
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	245.836.895	249.256.884	58.724.746	25.765.233	-	-	7.257.109	8.522.137	63.239	-	311.881.989	283.544.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	36.127.169	35.630.861	56.097.527	23.598.549	-	-	-	-	(92.224.696)	59.229.410	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.224.260	10.544.604	166.151.701	132.216.036	48.836.790	36.538.802	4.350.283	4.548.842	-	-	230.563.034	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	17.944.252	-	38.634.887	46.358.947	10.368.811	15.701.628	-	-	144.698.641	169.844.040	-	-	211.646.591	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.641.786	3.097.696	12.093.663	13.509.431	122.346.632	103.777.228	64.714.092	64.237.627	2.508.876	2.648.492	-	-	203.305.049	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	18.139.682	20.100.992	-	-	18.139.682	20.100.992
PATRIMONIO NETO	5.280.773.725	9.385.940.651	234.830.365	279.335.990	1.717.468.233	1.442.654.270	1.303.775.695	1.325.518.745	1.001.279.639	1.003.886.507	(4.140.542.086)	5.247.527.783	5.397.585.571	8.189.808.380
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	5.280.773.725	9.385.940.651	234.830.365	279.335.990	1.717.468.233	1.442.654.270	1.303.775.695	1.325.518.745	1.001.279.639	1.003.886.507	(4.140.542.086)	5.247.527.783	3.796.393.224	6.026.149.285
Capital emitido	4.492.066.476	8.275.947.660	124.085.669	157.658.399	283.513.751	216.661.867	153.052.992	149.451.431	495.223.495	484.427.384	(1.972.603.373)	3.479.698.755	3.576.339.010	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.830.082.626	3.903.767.587	4.005.271	24.530.244	162.884.698	144.278.288	194.365.555	322.708.452	34.192.065	66.656.282	16.566.656	1.081.279.330	2.242.096.871	3.380.661.523
Primas de emisión	120.709.147	206.574.859	-	-	606.049.339	535.555.881	28.985.581	2.981.182	46.042	49.641	(755.790.109)	745.161.563	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	(1.162.084.524)	3.000.349.455	106.739.425	97.147.347	665.020.445	546.158.234	927.371.567	850.377.680	471.818.037	452.753.200	(1.428.715.260)	58.611.865	(2.021.042.657)	(3.158.960.224)
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.601.192.347	2.163.659.095
Total Patrimonio Neto y Pasivos	5.600.445.193	11.625.910.361	1.291.624.855	1.324.204.948	3.331.568.216	2.817.539.964	3.268.366.058	3.028.047.945	1.795.891.952	1.872.967.104	(4.372.470.337)	(5.219.515.931)	10.915.425.937	15.449.154.391

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

31.4 Generación y Distribución por países

a) Generación

Línea de Negocio	País	Generación															
		Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales			
		30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$		
ACTIVOS																	
ACTIVOS CORRIENTES																	
Electivo y equivalentes al efectivo	-	5.216.028.617	140.947.153	143.791.564	155.253.273	109.584.185	309.480.072	172.957.080	191.814.034	172.786.358	(38.156.330)	-	1.840.838.256	759.338.202	3.974.309.548		
Otros activos financieros corrientes	-	13.726.062	34.231.836	-	48.827.540	22.236.032	201.967.931	66.339.946	90.429.212	33.618.918	-	-	-	375.456.519	158.234.836		
Otros activos no financieros, corriente	-	2.649.187	-	-	5.452.281	5.824.350	4.185.181	2.992.716	507	-	-	-	-	9.637.969	11.466.253		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	47	801.746	1.458.900	6.010.259	11.386.388	3.293.359	7.812.064	2.274.717	6.237.667	-	-	-	12.380.081	26.895.066		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	15.361	80.140.029	91.879.708	48.204.987	27.816.899	76.580.629	80.179.914	38.603.745	81.432.845	64.729	209.266	243.594.119	281.533.993			
Inventarios corrientes	-	28.482.912	20.788.378	24.188.529	41.270.264	40.682.826	13.907.772	7.299.356	40.630.112	28.001.327	(38.221.059)	(58.956.778)	78.375.467	69.698.172			
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	2.477.192	2.707.246	21.722	19.388	9.544.124	7.727.748	19.849.401	23.211.279	-	-	31.892.439	33.665.661			
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	5.171.155.048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.782.090.744)	-	3.389.064.304			
ACTIVOS NO CORRIENTES																	
Otros activos financieros no corrientes	-	34.135	453.895.854	514.526.563	414.573.731	377.376.503	1.848.361.893	1.807.828.818	838.936.381	903.328.613	(22.975.897)	467.827.511	3.532.791.962	4.070.922.143			
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	-	-	1	1	1.698.242	612.676	3.471	13.305	-	-	1.701.714	625.382			
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	1.880.089	3.600.646	4.797.976	5.159.456	1.279.027	1.087.677	-	-	-	-	7.957.092	9.847.779			
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	275.385.551	301.118.584	8.804.524	7.390.854	9.268.848	1.942.063	-	-	-	-	293.458.923	310.451.501			
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	1.510.764	2.083.893	36.811.961	32.530.127	-	-	49.220.590	40.166.814	-	403.581.048	87.543.315	478.361.882			
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	30.209	44.948	2.955.532	2.367.312	21.575.359	20.180.823	10.186.419	11.072.435	-	-	34.747.519	33.665.518			
Plusvalía	-	-	842.627	1.070.608	-	-	4.388.731	4.285.458	-	6.675.472	-	88.669.117	5.231.358	100.700.655			
Propiedades, planta y equipo	-	-	173.788.449	205.987.826	314.506.204	284.339.062	1.795.339.084	1.761.539.131	778.049.943	845.400.587	-	-	3.061.683.880	3.097.266.606			
Activos por impuestos diferidos	-	34.135	458.165	620.058	23.721.636	21.167.037	14.812.602	18.180.990	-	-	-	-	38.992.403	40.002.220			
TOTAL ACTIVOS																	
	-	5.216.062.752	594.843.007	658.318.127	569.827.004	486.960.688	2.157.841.965	1.980.785.898	1.030.750.415	1.076.114.971	(61.132.227)	(1.373.010.745)	4.292.130.164	8.045.231.691			

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

Línea de Negocio	País	Generación												Totales	
		Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		30-09-2016	31-12-2015
		30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	30-09-2016	31-12-2015	MS	MS
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS															
PASIVOS CORRIENTES		-	1.828.533.074	161.397.281	219.381.678	152.530.165	126.744.267	402.296.791	349.716.663	146.167.780	149.548.832	(17.627.774)	61.192.354	844.764.243	2.735.116.868
Otros pasivos financieros corrientes		-	417.400	25.755.591	30.356.957	3.438.050	1.718.719	182.109.707	135.606.953	44.279.951	62.170.269	-	-	255.583.299	230.270.298
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		-	158.892	68.024.520	121.997.587	65.172.021	47.259.646	105.528.185	89.385.378	79.689.199	67.063.567	146.123	16.847.277	316.560.048	342.712.347
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		-	2.336	23.037.920	22.841.700	56.246.697	57.806.281	56.808.339	22.926.498	11.959.287	11.770.115	(17.773.897)	(10.778.741)	130.278.346	104.568.189
Otras provisiones corrientes		-	-	5.502.772	2.744.275	-	-	36.199.893	72.379.364	6.101.749	6.295.715	-	-	47.804.414	81.419.354
Pasivos por impuestos corrientes		-	-	39.076.478	41.441.159	24.834.166	19.959.621	20.785.422	28.563.318	3.277.717	1.153.023	-	-	87.973.783	91.117.121
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes		-	-	-	-	2.839.231	-	865.245	855.152	859.877	1.096.143	-	-	4.564.353	1.951.295
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	1.827.954.446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.123.818	-	1.883.078.264
PASIVOS NO CORRIENTES		-	199.807	231.739.694	219.971.414	28.197.613	34.180.263	976.794.529	831.187.905	241.218.943	277.281.858	(43.504.453)	48.543.708	1.434.446.326	1.313.277.539
Otros pasivos financieros no corrientes		-	-	31.359.118	38.637.260	2.957.292	3.012.998	915.836.470	781.500.274	105.126.724	118.684.335	-	-	1.055.279.604	941.834.867
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes		-	-	122.309.857	94.453.409	428.303	2.911.464	-	-	-	-	-	-	122.738.160	97.364.873
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes		-	-	36.127.169	35.630.861	20.453.527	23.598.549	-	-	-	-	(43.504.453)	(48.543.708)	13.076.243	10.685.702
Otras provisiones no corrientes		-	-	-	-	4.358.491	4.657.252	42.716.036	32.991.300	4.053.502	4.234.681	-	-	51.128.029	41.883.233
Pasivo por impuestos diferidos		-	-	38.634.887	46.358.947	-	-	-	-	114.468.352	134.903.163	-	-	153.103.239	181.262.110
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		-	199.807	3.308.663	3.890.937	-	-	18.242.023	16.696.331	-	704.423	-	-	22.255.109	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes		-	-	-	-	-	-	-	-	16.865.942	18.698.412	-	-	16.865.942	18.698.412
PATRIMONIO NETO		-	3.387.329.871	201.706.032	219.965.035	389.099.226	326.036.158	778.750.645	799.881.330	643.363.692	649.284.281	-	1.385.659.391	2.012.919.595	3.996.837.284
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		-	3.387.329.871	201.706.032	219.965.035	389.099.226	326.036.158	778.750.645	799.881.330	643.363.692	649.284.281	-	1.385.659.391	2.012.919.595	3.996.837.284
Capital emitido		-	2.041.622.319	65.238.179	82.865.510	102.041.822	90.172.688	150.028.409	146.498.021	326.527.101	323.227.193	-	(1.207.662.870)	643.835.511	1.476.722.861
Ganancias (pérdidas) acumuladas		-	1.726.639.410	36.545.793	49.183.508	169.200.162	134.179.155	120.511.744	217.956.120	30.002.655	48.944.655	-	181.696.622	356.260.354	2.358.601.470
Primas de emisión		-	206.008.557	-	-	-	-	25.932.857	-	46.042	49.641	-	-	25.978.599	206.058.198
Acciones propias en cartera		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas		-	(586.940.415)	99.922.060	87.916.017	117.857.242	101.684.315	482.277.935	435.425.189	286.787.894	277.062.792	-	(359.693.143)	986.845.131	(44.545.245)
Participaciones no controladoras		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos		-	5.216.062.752	594.843.007	658.318.127	569.827.004	486.960.688	2.157.841.965	1.980.785.898	1.030.750.415	1.076.114.971	(61.132.227)	(1.373.010.745)	4.292.130.164	8.045.231.691

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													
	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
INGRESOS	-	-	156.854.466	147.995.237	282.436.091	233.324.136	615.815.900	525.190.775	345.442.830	316.726.715	-	(878.693)	1.400.549.287	1.222.358.170
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	110.551.186	270.666.741	270.666.741	233.324.136	610.075.819	523.974.163	344.643.906	315.826.602	-	(869.999)	1.342.402.038	1.182.806.088
Ventas de energía	-	-	75.850.859	85.618.248	232.641.440	189.146.919	602.903.100	518.967.380	271.143.571	260.489.434	-	-	1.182.538.970	1.054.221.981
Otras ventas	-	-	-	-	-	-	7.074.019	4.941.358	12.731.939	9.513.437	-	-	19.805.958	14.454.795
Otras prestaciones de servicios	-	-	41.164.713	24.932.938	38.025.301	44.177.217	98.700	65.425	60.768.396	45.823.731	-	(869.999)	140.057.110	114.129.312
Otros ingresos	-	-	39.838.894	37.444.051	11.769.350	-	5.740.081	1.216.612	798.924	900.113	-	(8.694)	58.147.249	39.552.082
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(48.074.603)	(37.918.168)	(129.719.389)	(99.682.361)	(235.834.906)	(165.225.232)	(178.476.697)	(126.961.916)	-	-	(592.105.595)	(429.787.677)
Compras de energía	-	-	(678.596)	(1.195.916)	(76.630.167)	(47.173.023)	(61.439.526)	(47.431.458)	(11.949.762)	1.503.708	2.383.918	-	(235.503.186)	(119.374.309)
Consumo de combustible	-	-	(40.673.569)	(25.191.253)	(37.885.798)	(43.115.163)	(41.745.382)	(32.941.563)	(77.583.187)	(69.795.646)	-	-	(197.887.936)	(171.043.625)
Gastos de transporte	-	-	(1.419.311)	(374.832)	(10.068.047)	(9.371.245)	(53.450.223)	(48.363.229)	(35.967.687)	(31.811.508)	(1.503.708)	(2.383.918)	(102.408.976)	(92.104.731)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(5.303.127)	(11.156.167)	(5.135.377)	(22.930)	(28.372.628)	(22.480.915)	(17.494.365)	(13.605.000)	-	-	(56.305.487)	(47.265.012)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	108.779.863	110.077.069	152.716.702	133.641.775	379.980.994	359.965.543	166.966.133	189.764.799	-	(878.693)	808.443.692	792.570.493
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	2.844.232	2.552.876	546.467	-	449.410	4.137.329	77.635	269.538	-	725.068	3.917.744	7.684.811
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(33.489.266)	(41.311.582)	(7.592.856)	(9.610.558)	(11.916.692)	(14.433.444)	(14.095.490)	(13.376.435)	-	-	(67.094.304)	(78.732.019)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(16.813.678)	(16.698.795)	(8.744.286)	(7.647.818)	(25.845.763)	(23.295.228)	(34.510.326)	(20.145.825)	-	153.625	(85.914.053)	(67.634.041)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	61.321.151	54.619.568	136.926.027	116.383.399	342.667.949	326.374.200	118.437.952	156.512.077	-	-	659.353.079	653.889.244
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(22.874.223)	(24.666.158)	(15.158.240)	(16.696.922)	(31.591.213)	(27.084.729)	(35.893.517)	(38.457.723)	-	-	(105.517.193)	(106.905.532)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	-	-	(21.266)	-	(284.144)	17.541	(785.830)	144.888	-	(31.799)	-	-	(1.091.240)	130.630
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	38.425.662	29.953.410	121.483.643	99.704.018	310.290.906	299.434.359	82.544.435	118.022.555	-	-	552.744.646	547.114.342
RESULTADO FINANCIERO	-	-	9.650.304	(26.017.367)	(1.174.904)	15.058.602	(76.210.204)	(23.166.227)	(5.068.799)	(13.411.267)	-	(17.882.287)	(72.803.603)	(65.418.546)
Ingresos financieros	-	-	21.885.011	15.120.299	7.815.295	7.967.335	7.346.834	2.182.134	1.228.238	751.858	(985.777)	(1.498.763)	37.289.601	24.522.863
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	19.988.905	14.897.386	4.091.079	6.020.058	6.745.763	1.875.356	648.664	622.268	-	-	31.454.411	23.415.068
Otros ingresos financieros	-	-	1.916.106	222.913	3.724.216	1.947.277	601.071	306.778	579.574	129.590	(985.777)	(1.498.763)	5.835.190	1.107.795
Costos financieros	-	-	(31.171.664)	(29.512.674)	(8.856.951)	(8.603.982)	(84.111.457)	(26.054.536)	(8.219.554)	(8.420.366)	(985.777)	1.498.763	(129.473.849)	(71.092.795)
Préstamos bancarios	-	-	(1.364.836)	(4.284.981)	(296.325)	(481.293)	(9.601.506)	(5.525.901)	(2.502.244)	(3.416.950)	-	-	(13.768.911)	(13.709.125)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(70.895.440)	(51.687.914)	(2.294.514)	(2.307.288)	-	-	(73.189.954)	(53.995.202)
Otros	-	-	(29.806.828)	(25.227.693)	(8.558.626)	(8.122.689)	(31.159.279)	(1.522.796)	(1.522.796)	985.777	1.498.763	(42.516.984)	(3.388.468)	
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	18.936.957	(11.624.992)	(133.248)	15.695.249	554.419	706.175	22.517	(5.742.759)	-	(17.882.287)	19.380.645	(18.848.614)
Positivas	-	-	44.291.488	4.853.543	13.181.121	33.790.651	2.249.125	1.428.221	20.040.810	1.829.241	(10.960.879)	(28.843.813)	68.801.665	13.057.843
Negativas	-	-	(25.354.531)	(16.478.535)	(13.314.369)	(18.095.402)	(1.694.706)	(722.046)	(20.018.293)	(10.960.879)	10.960.879	10.961.526	(49.421.020)	(31.906.457)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	889.874	2.268.318	-	-	-	-	-	-	-	-	889.874	2.268.318
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	69.323	14.348	-	-	47.270	6.418	242.770	83.239	-	-	359.363	104.005
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	52.507	(1)	-	-	-	-	-	-	-	52.507	(1)
Resultados en Ventas de Activos	-	-	16.816	-	-	-	47.270	6.418	242.770	83.239	-	-	306.856	104.006
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	49.035.163	6.218.709	120.308.739	114.762.620	234.127.972	276.274.550	77.718.406	104.694.527	-	(17.882.287)	481.190.280	484.068.119
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(17.919.589)	(2.531.007)	(41.330.907)	(39.868.556)	(94.076.673)	(101.262.186)	(23.078.548)	(30.701.688)	-	-	(176.405.717)	(174.363.437)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	31.115.574	3.687.702	78.977.832	74.894.064	140.051.299	175.012.364	54.639.858	73.992.839	-	(17.882.287)	304.784.563	309.704.682
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	31.115.574	3.687.702	78.977.832	74.894.064	140.051.299	175.012.364	54.639.858	73.992.839	-	(17.882.287)	304.784.563	309.704.682

País	Generación													
	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015	30-09-2016	30-09-2015
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	147.723.267	237.277.568	49.066.819	76.912.421	108.852.700	103.659.808	233.509.578	174.995.671	160.320.190	131.476.939	(49.560)	(2.162.994)	699.422.994	722.159.413
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(45.466.005)	(129.728.878)	(22.172.433)	(73.165.752)	352.598	(4.320.040)	(60.042.196)	(124.895.746)	(34.221.753)	(38.766.577)	-	(77.044.005)	(161.549.789)	(447.920.998)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(152.507.855)	(145.990.211)	(7.567.931)	(5.369.907)	(86.852.145)	(123.542.237)	(41.433.185)	(145.739.081)	(64.426.584)	(123.073.899)	-	79.130.768	(352.787.700)	(464.584.567)

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	País	Distribución															
		Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales			
		30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$		
ACTIVOS																	
ACTIVOS CORRIENTES		-	1.068.956.933	247.572.795	191.441.460	717.799.910	653.342.371	204.957.116	207.553.675	100.865.404	116.371.663	(1.978.454)	(4.417.595)	1.269.216.771	2.233.248.507		
Electivo y equivalentes al efectivo		-	10.694.452	82.468.744	24.665.201	112.262.881	34.293.476	56.110.754	89.987.572	13.956.121	14.818.083	-	-	264.798.500	174.458.784		
Otros activos financieros corrientes		-	188.143	709.450	694.177	23.480.389	33.244.064	11.054.816	44.965	-	-	-	-	35.244.655	34.171.369		
Otros activos no financieros, corriente		-	-	3.178.994	1.261.261	64.307.658	65.958.327	764.322	1.912.501	3.503.553	2.944.189	-	-	71.754.727	72.076.278		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		-	105	150.757.470	124.663.167	505.397.157	508.562.286	111.369.538	99.124.879	69.797.627	69.883.209	(14.867)	52.925	837.306.925	802.286.571		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		-	8.208.642	972.145	239.991	548.320	1.564.236	2.924.854	2.829.584	5.010.216	19.302.467	(1.963.587)	(4.468.556)	7.491.948	27.676.364		
Inventarios corrientes		-	-	9.485.992	37.440.101	1.408.746	673.996	22.732.832	13.654.154	5.943.447	9.416.923	-	-	39.571.017	61.185.174		
Activos por impuestos corrientes, corriente		-	431.522	-	2.477.562	10.394.559	9.045.986	-	-	2.654.440	6.792	-	-	13.048.999	11.961.862		
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	1.049.434.069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.964)	-	1.049.432.105		
ACTIVOS NO CORRIENTES		-	462.047.875	426.146.795	443.412.233	1.987.696.137	1.662.603.605	920.924.297	847.774.289	661.868.013	675.858.105	-	-	3.996.635.242	4.091.696.107		
Otros activos financieros no corrientes		-	-	673.545	21.751	635.048.596	488.858.930	10.035	3.620	-	-	-	-	635.732.176	488.884.301		
Otros activos no financieros no corrientes		-	-	257.248	326.850	61.024.844	52.122.099	2.529.194	2.292.399	-	-	-	-	63.811.286	54.741.348		
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		-	-	4.984.584	6.208.472	38.016.978	74.095.449	8.175.663	7.875.015	-	-	-	-	51.177.225	86.178.936		
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes		-	-	254.955	355.485	-	-	-	-	-	-	-	-	254.955	355.485		
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	462.006.979	12.749	15.027	-	-	30.686.283	29.497.710	-	-	-	-	30.699.032	491.519.716		
Activos intangibles distintos de la plusvalía		-	-	1.509.349	1.856.386	1.084.156.213	905.374.088	19.302.861	16.427.134	9.823.230	9.826.406	-	-	1.114.791.633	933.484.014		
Plusvalía		-	-	-	-	86.799.347	76.703.162	-	-	-	-	-	-	86.799.347	76.703.162		
Propiedades, planta y equipo		-	-	418.454.365	434.628.262	14.834.288	20.960.307	856.101.969	784.307.032	652.044.783	666.031.699	-	-	1.941.435.405	1.905.927.300		
Propiedad de inversión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Activos por impuestos diferidos		-	40.896	-	-	67.815.871	44.489.570	4.118.292	7.371.379	-	-	-	-	71.934.163	51.901.845		
TOTAL ACTIVOS		-	1.531.004.808	673.719.590	634.853.693	2.705.496.047	2.315.945.976	1.125.881.413	1.055.327.964	762.733.417	792.229.768	(1.978.454)	(4.417.595)	5.265.852.013	6.324.944.614		

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

Línea de Negocio	País	Chile (Holdings y Otros)												Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS																									
PASIVOS CORRIENTES																									
Otros pasivos financieros corrientes		-	418.047.564	521.087.181	431.630.046	651.292.473	552.904.640	237.895.700	247.749.856	152.998.815	192.540.953	(1.978.454)	-	(4.417.595)	1.621.295.715	1.838.355.464									
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar		-	92.682	-	526.559	205.914.386	134.704.079	93.341.896	34.994.868	29.902.665	35.806.842	-	-	-	329.158.947	206.125.030									
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes		-	293.820	459.309.903	402.486.702	363.025.809	383.345.351	141.531.238	169.494.726	54.280.693	81.443.952	-	-	-	1.018.147.643	1.037.064.551									
Otras provisiones corrientes		-	636.116	1.133.698	1.192.017	80.160.247	32.611.195	48.341.807	16.017.544	25.984.354	26.092.527	(1.978.454)	(4.417.595)	-	153.641.652	72.131.804									
Pasivos por impuestos corrientes		-	3.595	57.355.338	27.424.768	2.192.030	2.144.014	4.685.189	5.380.567	10.108.647	10.926.878	-	-	-	74.341.204	45.879.822									
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes		-	-	3.288.242	-	1	1	9.637.009	21.428.954	3.242.786	2.737.460	-	-	-	16.168.038	24.166.415									
Otros pasivos no financieros corrientes		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		-	417.021.351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	417.021.351									
PASIVOS NO CORRIENTES																									
Otros pasivos financieros no corrientes		-	299.654	143.536.297	174.966.573	1.005.725.094	832.749.665	302.960.663	281.940.695	273.656.166	269.823.997	-	-	-	1.725.878.220	1.559.780.584									
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes		-	-	123.527.037	154.803.475	58.295.199	22.852.766	250.367.840	230.851.899	239.893.884	230.907.835	-	-	-	952.713.052	883.297.767									
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes		-	-	-	-	200.151.029	157.179.286	-	-	-	371.317	-	-	-	181.979.255	178.027.558									
Otras provisiones no corrientes		-	-	11.224.260	10.544.604	161.591.891	127.402.352	6.120.754	3.547.501	296.781	314.163	-	-	-	179.233.686	141.808.620									
Pasivo por impuestos diferidos		-	-	-	-	889.015	-	-	-	30.230.289	34.940.876	-	-	-	31.119.304	34.940.876									
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes		-	299.654	8.785.000	9.618.494	122.346.632	103.777.228	46.472.069	47.541.295	1.804.453	1.887.226	-	-	-	179.408.154	163.123.897									
Otros pasivos no financieros no corrientes		-	-	-	-	-	-	-	-	1.273.740	1.402.580	-	-	-	1.273.740	1.402.580									
PATRIMONIO NETO																									
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora																									
Capital emitido		-	1.112.657.590	9.096.112	28.257.074	1.048.478.480	930.391.671	525.025.050	525.637.413	336.078.436	329.864.818	-	-	-	1.918.678.078	2.926.808.566									
Ganancias (pérdidas) acumuladas		-	1.112.657.590	9.096.112	28.257.074	1.048.478.480	930.391.671	525.025.050	525.637.413	336.078.436	329.864.818	-	-	-	1.918.678.078	2.926.808.566									
Primas de emisión		-	367.928.682	37.039.825	47.061.353	375.828.450	312.041.595	3.024.583	2.953.410	140.376.626	130.666.525	-	-	-	556.269.484	860.651.565									
Acciones propias en cartera		-	1.225.045.537	(29.433.682)	(20.697.376)	40.909.974	82.104.937	73.853.811	104.750.330	10.671.667	23.507.886	-	-	-	96.001.770	1.414.711.314									
Otras participaciones en el patrimonio		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
Otras reservas		-	(480.882.931)	1.489.969	1.893.097	631.740.056	536.245.139	445.093.631	414.952.491	185.030.143	175.690.407	-	-	-	1.263.353.799	647.898.203									
Participaciones no controladoras																									
Participaciones no controladoras		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-									
Total Patrimonio Neto y Pasivos																									
Total Patrimonio Neto y Pasivos		-	1.531.004.808	673.719.590	634.853.693	2.705.496.047	2.315.945.976	1.125.881.413	1.055.327.964	762.733.417	792.229.768	(1.978.454)	(4.417.595)	-	5.265.852.013	6.324.944.614									

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

País	Distribución													
	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES														
INGRESOS	-	-	499.360.131	448.747.409	1.167.935.009	1.422.254.940	671.930.331	658.012.508	444.386.359	409.358.260	-	-	2.783.611.830	2.938.373.117
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	476.814.595	213.956.660	971.991.036	1.261.919.268	668.316.522	654.832.553	446.795.138	406.795.234	-	-	2.559.708.291	2.559.708.291
Ventas de energía	-	-	446.695.137	200.565.384	907.113.817	1.192.744.345	553.723.724	539.145.517	418.714.314	386.000.472	-	-	2.326.246.992	2.318.455.718
Otras ventas	-	-	117.403	347.602	1.058.115	8.846.748	67.633	157.011	412.578	2.557.930	-	-	1.655.729	11.908.291
Otras prestaciones de servicios	-	-	30.002.055	13.042.674	63.819.104	60.328.175	114.525.165	115.530.025	23.459.246	18.236.832	-	-	231.805.570	207.137.706
Otros ingresos	-	-	22.545.536	234.790.749	195.943.973	160.335.672	3.613.809	3.179.955	1.800.221	2.563.026	-	-	223.903.539	400.869.402
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	-	-	(210.311.830)	(124.913.325)	(793.328.631)	(1.074.508.799)	(385.447.304)	(369.206.236)	(300.019.651)	(276.160.444)	-	-	(1.689.107.416)	(1.844.788.804)
Compras de energía	-	-	(209.069.699)	(123.138.216)	(561.937.672)	(644.925.066)	(277.567.314)	(283.539.013)	(255.845.336)	-	-	-	(1.343.492.307)	(1.500.965.934)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	(589.075)	(555.557)	(46.265.782)	(51.004.281)	(65.268.451)	(62.059.475)	-	-	-	-	(112.123.308)	(113.619.313)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(653.056)	(1.219.552)	(185.125.177)	(178.579.450)	(31.232.930)	(30.889.447)	(16.480.638)	(20.315.108)	-	-	(233.491.801)	(230.203.557)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	-	-	289.048.301	323.834.084	374.606.378	347.746.141	286.483.027	288.806.272	144.366.708	133.197.816	-	-	1.094.504.414	1.093.584.313
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	18.661.809	26.302.939	11.290.254	6.678.426	5.806.875	3.069.433	3.416.454	3.083.374	-	-	39.175.392	39.134.172
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(130.680.974)	(172.701.299)	(56.486.390)	(58.402.285)	(26.863.367)	(25.140.454)	(17.682.143)	(16.119.293)	-	-	(231.712.874)	(272.363.331)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(83.065.625)	(108.394.965)	(141.423.030)	(119.121.535)	(40.941.628)	(45.297.037)	(19.686.916)	(20.223.015)	-	-	(285.117.199)	(293.036.552)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	-	-	93.963.511	69.040.759	187.987.212	176.900.747	224.484.907	221.438.214	110.414.103	99.938.882	-	-	616.849.733	567.318.602
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(7.882.371)	(9.556.453)	(58.282.948)	(53.830.922)	(42.313.203)	(45.061.688)	(22.838.538)	(21.241.885)	-	-	(131.318.060)	(129.690.948)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(4.953.458)	(1.610.056)	(47.029.926)	(28.875.964)	(1.162.743)	(1.625)	(1.538.367)	(1.261.891)	-	-	(54.684.494)	(31.766.536)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	-	-	81.126.682	57.874.250	82.674.338	94.193.861	181.008.961	176.357.901	86.037.198	77.435.106	-	-	430.847.179	405.861.118
RESULTADO FINANCIERO	-	-	(90.078.302)	8.649.703	(72.450.511)	(28.350.512)	(26.405.208)	(21.118.569)	(12.412.623)	(11.399.931)	-	-	(201.346.644)	(52.219.309)
Ingresos financieros	-	-	15.532.395	63.021.166	65.315.492	75.142.825	4.089.206	4.119.418	2.268.965	2.523.110	-	-	87.206.058	144.806.519
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	7.984.523	518.437	7.646.818	2.803.971	2.419.048	2.229.152	476.044	764.675	-	-	18.526.433	6.416.235
Otros ingresos financieros	-	-	7.547.872	62.502.729	57.668.674	72.338.854	1.670.158	1.790.266	1.792.921	1.758.435	-	-	68.679.625	138.390.284
Costos financieros	-	-	(105.233.000)	(54.825.547)	(144.183.695)	(103.366.527)	(30.268.681)	(25.385.263)	(14.756.695)	(13.452.180)	-	-	(294.442.071)	(197.029.517)
Préstamos bancarios	-	-	(45.832)	(936.499)	(23.931.720)	(15.145.188)	(3.006.231)	-	(1.783.393)	(1.317.101)	-	-	(28.767.176)	(17.388.788)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	(32.415.910)	(38.076.416)	(2.198.182)	(19.190.118)	(10.850.434)	(10.850.709)	-	-	(65.464.526)	(68.117.245)
Otros	-	-	(105.187.168)	(53.889.048)	(87.836.065)	(50.144.921)	(5.074.268)	(6.195.145)	(2.112.868)	(1.284.370)	-	-	(200.210.369)	(111.513.484)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	(377.697)	454.084	6.417.692	(126.810)	(225.733)	147.276	75.107	(470.861)	-	-	5.889.369	3.689
Positivas	-	-	1.359.272	766.539	17.962.770	997.600	1.218.756	885.777	1.758.707	748.566	-	-	22.299.505	3.386.858
Negativas	-	-	(1.736.969)	(312.455)	(11.545.078)	(1.124.410)	(1.444.489)	(738.501)	(1.683.600)	(1.219.427)	-	-	(11.624)	(16.410.136)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	999	27.019	-	-	977.540	1.653.130	-	-	-	-	978.539	1.680.149
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	27.714	33.760	408.557	-	(140.450)	(16.477)	4.791	599.787	-	-	300.612	617.070
Resultado de Otras Inversiones	-	-	27.714	-	-	-	-	-	-	-	-	-	27.714	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	33.760	408.557	-	(140.450)	(16.477)	4.791	599.787	-	-	272.898	617.070
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-	-	(8.922.907)	66.584.732	10.632.384	65.843.349	155.440.843	156.875.985	73.629.366	66.634.962	-	-	230.779.686	355.939.028
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(5.139.760)	(399.962)	5.241.472	(12.960.099)	(63.211.622)	(64.616.749)	(22.022.663)	(19.840.780)	-	-	(85.132.573)	(97.817.590)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-	-	(14.062.667)	66.184.770	15.873.856	52.883.250	92.229.221	92.259.236	51.606.703	46.794.182	-	-	145.647.113	258.121.438
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	-	-	(14.062.667)	66.184.770	15.873.856	52.883.250	92.229.221	92.259.236	51.606.703	46.794.182	-	-	145.647.113	258.121.438

País	Distribución													
	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$	30-09-2016 M\$	30-09-2015 M\$
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	3.986.376	130.226.816	128.465.682	168.062.915	227.623.017	70.172.492	103.880.035	136.431.595	67.391.402	75.359.767	-	-	(116.395)	531.246.512
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.041.040)	(48.697.317)	(58.100.138)	(155.267.239)	(137.989.207)	(168.333.686)	(119.617.728)	(99.071.495)	(52.113.018)	(90.570.379)	-	-	(13.025.819)	(369.861.129)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(31.067.073)	(85.500.212)	(628.751)	(6.263.428)	(23.721.152)	53.317.311	(15.691.244)	(115.975.565)	(15.198.732)	(36.366.189)	-	-	13.142.214	(86.206.952)

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

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

32.1 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	30-09-2016	31-12-2015	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
										-	-	-	-	-	
Mitsubishi Corporation	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	7.630.785	M\$	33.223.264	35.254.202	-	-	-	-	-	
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	-	M\$	-	1.183.600	-	-	-	-	-	
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	435.681	-	-	-	-	-	
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	43.187.490	M\$	50.749.218	40.354.434	-	-	-	-	-	
Various Creditors	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	8.725.806	M\$	125.117.135	98.375.210	-	-	-	-	-	
Various Creditors	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	10.625.996	M\$	65.179.505	60.265.158	-	-	-	-	-	
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	168.850	M\$	4.043.858	3.944.953	-	-	-	-	-	

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el monto de los activos fijados del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M 7.630.785 y M\$ 13.903.028, respectivamente (ver Nota 15.e.ii).

Al 30 de septiembre de 2016, Enersis Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 36.146.053.844 (M\$ 35.079.484.027 al 31 de diciembre de 2015).

32.2 Garantías Indirectas

Al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, no existen garantías indirectas.

32.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, los litigios más relevantes de Enersis Américas y sus filiales son los siguientes:

En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., ahora denominada Enersis Américas S.A., Enel Distribución Chile S.A, antes denominada Chilectra S.A., Enel Generación Chile S.A. antes Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Enel Distribución Chile 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\$859.950.519); 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\$ 209.764.010); 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\$ 67.226.405) 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.

a) Juicios pendientes filiales:

1. 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\$ 685.500.000. 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. Los cuales fueron resueltos desfavorablemente. Se estima la cuantía actual de esta causa en aprox. Col\$112.320.000.000 (aprox. M\$ 25.665.120).

2. Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 33 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$7.540.500).
3. Central Betania (actual Emgesa) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Betania para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de C.H.Betania, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo C.H.Betania (ahora Emgesa) entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. Se está a la espera de la resolución del Tribunal Administrativo de primera instancia. Los procesos están inactivos desde que se radicaron los alegatos de conclusión en junio del 2010, debido que la Corte del Huila no es especialista en impuestos. En febrero de 2016 se radicó el impulso procesal con el fin de activar el proceso. La Cuantía total ColM\$ 96.393.426 (Apróx. M\$ 22.025.898).

4. 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. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º. de la Resolución 1318 de 2007 y el art. 2º. de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa S.A. ESP la implementación de un Plan de Contingencia y la realización de un estudio de “Calidad del Aire” ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anuladas por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de “Calidad del aire” y la implementación del “Plan de contingencia”. En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa. Pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la empresa. Cuantía indeterminada.

5. En febrero de 2015 Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores, 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 Legislativo 1979 ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015 se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexecutable del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que EMGESA suspende generación de energía Quimbo a las 24:00 horas del día 15 de diciembre de 2015. EMGESA presentó las defensas correspondientes.

El día 24 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) presentaron acción de tutela ante los Juzgados Penales del Circuito de Neiva como

mecanismo transitorio para evitar un perjuicio irremediable, y mientras el Tribunal Administrativo del Huila decida sobre el levantamiento de la medida cautelar, solicitaron que se permita la generación del Quimbo. Así mismo solicitaron que hasta que se falle la tutela se autorice como medida provisional dicha generación. Después de una intensa tramitación judicial, el día 8 de enero de 2016 EMGESA fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a EMGESA de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada. La cuantía de este proceso es indeterminada.

6. 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. 337.000.000.000 pesos colombianos (aprox. M\$77.004.500).

7. 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 geo-referenciado 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\$ 21.740.126.), 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 Col\$ 14.432.754.679, (aprox. M\$ 3.297.884). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de Diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría, pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de Septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que se corriera 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. La cuantía de este juicio se estima en aprox. Col\$ 72.948.923.842 (aprox. M\$16.668.829).

8. Para contrarrestar el impacto del posible fenómeno climático del Niño que influye en la tarifa, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, estableció la Opción Tarifaria, a través de la Resolución CREG 168 del 2008, la cual permite diferir el incremento en la tarifa de energía eléctrica hasta por dos años, en lugar de hacerlo inmediatamente, suavizando el impacto del alza en los usuarios finales. Codensa terminó voluntariamente la Opción Tarifaria que venía aplicando y en virtud de ello debe proceder a hacer un balance entre los valores reales de la tarifa y los valores facturados resultantes de la Opción Tarifaria, sobre la base de los saldos y el histórico de los valores trasladados a la tarifa de los usuarios finales, en cumplimiento de la Resolución CREG 168 de 2008. El resultante de la comparación de tarifas debe ser reintegrado a los usuarios finales pues los valores de la Opción Tarifaria, como saldos acumulados, siempre están por encima de los valores que debieron haberse facturado si no se hubiere optado por tal alternativa. En cuanto a su estado procesal, se notifica la demanda el 1 de octubre de 2015 y fue contestada el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. la regulación nacional no establece el mecanismo para devolver a los usuarios los importes de dinero derivados de la opción tarifaria, sin embargo la empresa previamente decidió devolver estas sumas. Existe diferencia entre los importes que tiene previsto devolver la empresa a los usuarios y la cuantía que estima el actor. Se contesta la demanda el 23 de noviembre de 2015. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada. Dentro del término probatorio se allegó un informe sobre la aplicación de la figura regulatoria ppor parte del Gerente General de Codensa, que había sido solicitado por el juez. Se presentaron alegatos de conclusión el pasado 20 de septiembre de 2016. El caso deberá quedar para fallo de primera instancia. Cuantía \$ 163.000.000.000. (aprox. M\$ 37.245.500).

9. La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con

financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: el 2 de febrero de 2012, el TF (Tribunal Fiscal) resolvió el litigio del año 1999, a favor de la compañía por dos centrales y en contra respecto de cuatro, en base al argumento que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Edegel pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:

i) Demanda ante el Poder Judicial contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).

ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recálculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declararla improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma. En mayo 2015, Edegel fue notificada con la resolución de la Corte de Apelaciones por medio de la cual: (i) se declaró nula la resolución del PJ que rechazaba las peticiones de la demanda de la empresa (ii) las reclamaciones rechazadas se declaran admitidas y (iii) se ordenó al Poder Judicial volver a la etapa de determinación de los puntos de la controversia. En junio de 2015, Edegel fue notificada la resolución del Poder Judicial, que declaró admitidas las reclamaciones rechazadas y lo remitió a la Fiscalía para la emisión de un nuevo pronunciamiento (en Perú cuando el Estado está involucrado como parte en un proceso judicial siempre debe intervenir un fiscal designado por el Ministerio Público, para que esté enterado y emita opinión respecto de la controversia. Dicha opinión no es vinculante para el juez o la sala que debe resolver la causa). En noviembre de 2015, Edegel dio su informe oral.

Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €.

En noviembre de 2015, Edegel fue notificada de la Resolución N ° 15281-8-2014, donde el TF resolvió la mencionada apelación por la que se declaró nula la Resolución, donde SUNAT objetó la deducción de las pérdidas relacionadas con los instrumentos derivados financieros. Luego, (tipo de cambio); confirma los reparos relacionados con la no deducibilidad de la depreciación relacionada con los servicios de asistencia técnica no acreditados y prestados por Generandes y los intereses financieros generados por los préstamos para la compra de acciones propias; y, finalmente, revocó otros asuntos. Cabe señalar, que si bien la resolución del TF revocó los reparos relacionados con el exceso de la depreciación de la revaluación de activos; sin embargo, establece que la SUNAT deberá aplicar lo que se resuelva en la apelación presentada por la compañía para el período 1999, sobre Impuesto a la Renta (Exp. N ° 10099 a 2012,) cuya resolución está pendiente.

En diciembre de 2015, está pendiente que la SUNAT recalcule la deuda de acuerdo al criterio establecido.

En febrero 2016, Edegel presentó una demanda ante el poder judicial contra la decisión del TF (Resolución 15281-8-2014), con el fin de revocar parcialmente el criterio establecido, en la parte que el TF estableció que la SUNAT debe aplicar lo resuelto por la apelación respecto al Impuesto a la Renta del año tributario 1999, omitiendo efectuar cualquier otro pronunciamiento.

En el mismo mes, el poder judicial admitió la demanda de Edegel. En marzo de 2016, el TF y SUNAT respondieron a la demanda, lo que significa que el poder judicial debe fallar en contra de Edegel, pues la resolución no "causa estado", debido a que el TF no se pronunció sobre el concepto en disputa. En el mismo mes de marzo, Edegel fue notificado con la corrección de errores del procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En junio de 2016, Edegel fue notificado con la Opinión del Fiscal de Distrito del Poder Judicial. En el mismo mes, Edegel fue requerido para proporcionar informe oral. En septiembre 2016, rindió el Informe Oral.

Las próximas actuaciones: Respecto de 1999: A la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Edegel. Se espera nuevo pronunciamiento de la Fiscalía. Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la SUNAT haga el recalcule de la deuda según el criterio establecido. La SUNAT y el TF contestaron la demanda y se encuentra pendiente que el Ministerio Público emita pronunciamiento sobre la controversia. En espera de que el poder judicial se pronuncie sobre la demanda Edegel. La Cuantía total MS./ 64.289 (aprox. M\$ 12.431.411).

10. La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) desconoció a Edelnor las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2010, equivalente al 2% aprox. del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por la empresa, según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la autoridad tributaria: es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El Tribunal Fiscal (TF) ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de la compañía: es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). La compañía eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los Informes producidos por los ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenían sentido ir al poder judicial y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados, El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial. La evolución del proceso es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Edelnor, en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de Edelnor sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Edelnor no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Edelnor pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT (4 mm €). En febrero 2013, Edelnor presentó un recurso contra la decisión del TF ante el poder judicial, solicitando su nulidad y exigiendo la deducción del 100% de la pérdida de energía comercial, con el sustento que a pesar de las pérdidas de energía comerciales puede teóricamente componerse de los errores indicados; en 2006 durante la Inspección de la propia Administración, se estableció que el 100% de la pérdida comercial consistió en el robo de energía. En junio 2014, Edelnor es notificado de las conclusiones del fiscal de distrito (Dictamen Fiscal). En agosto de 2014, Edelnor rindió Informe Oral (Informe oral) y presentó los argumentos finales escritos. En octubre 2014, Edelnor es notificado de la Resolución del poder judicial en contra de Edelnor; y en noviembre de 2014, Edelnor presentó su apelación. En junio 2015, la Corte resolvió el recurso, declarando la nulidad de la resolución y ordenó se debe emitir una nueva resolución. En diciembre de 2015, Edelnor fue notificada con una resolución mediante la cual el poder judicial falló en contra de Edelnor nuevamente, y en ese mismo mes, Edelnor presentó su apelación.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, la empresa inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinarán por "sustracción" (la energía entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía ") la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una submedición o subfacturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) Si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) Durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos. **Para el 2007:** Edelnor presentó pruebas que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a submedición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%), y, en menor medida (5%), a errores de medición. Edelnor dio informe oral y presentó alegatos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal. **Para el 2008:** Edelnor presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. Para estos 2 años, Edelnor proporcionó Informe Oral al TF y presentó los argumentos finales escritos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Edelnor presentó una reclamación, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en

menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Edelnor dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Edelnor con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de Edelnor. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Edelnor pagó la deuda mantenida por la SUNAT, y presentó su apelación ante el TF, la misma que se encuentra pendiente de resolución.

Para el año 2010: SUNAT solo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Edelnor pagó la deuda mantenida por la SUNAT, y presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Edelnor fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes Edelnor interpuso el recurso de apelación.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Edelnor pagó la deuda mantenida por la SUNAT. En septiembre 2016, Edelnor fue notificado con Liquidaciones de impuestos y multas.

Las próximas actuaciones son:

Para el año 2006: A la espera que Corte resuelva la apelación de Edelnor.

Para 2007 y 2008: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

Para el año 2009: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

Para año 2010: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.

Para el año 2011: Edelnor reclamará las liquidaciones de impuestos y multas.

Cuantía Total MS/ 77.734 (Aprox. M\$ 15.031.112).

11. En 1997, Edegel, Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Edegel en la cantidad US\$MM 13. En 1998, Edegel firmó un contrato con su compañía controladora Generandes con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Generandes en la cantidad de US\$MM 13. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Edegel y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$MM 3. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Edegel: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Generandes y (ii) en Generandes: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por su accionistas. La posición de SUNAT es que las operaciones no son reales pues Generandes y sus accionistas son una holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Edegel a través de su personal. La posición de la compañía es que el TF ya emitió la Resolución 15281-8-2014, sobre el recurso de Edegel relacionado con el impuesto a la renta de empresa período 2000-2001 la cual establece que los servicios de asistencia técnica prestados por Generandes califican como no existente. Debido a las implicaciones directas que esta declaración tiene en este caso, el TF se pronunciará en contra Generandes. En este sentido, esperamos que el TF ordene a la SUNAT recalcular el impuesto a la renta de la empresa, teniendo en cuenta que no sólo no existen los costes sino

también que los ingresos de Generandes (facturas emitidas a Edegel) también son inexistentes. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Generandes, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso. Actualmente, se encuentra en Apelación en el Tribunal Fiscal. Se espera que se dicte la resolución para el segundo semestre del año 2016. La Cuantía Total MS/ 85.493 (Aprox. M\$ 16.531.326).

12. El 5 de julio de 2016, Electroperú presentó una solicitud de arbitraje contra Edegel por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energías eléctrica celebrado el año 2003. En etapa de conformación del tribunal arbitral (local). Cuantía aprox. US\$ 41.190.000 (aprox. M\$ 27.103.844). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Edegel contra Electroperú por aprox. US\$ 18.938.899 (aprox. M\$ 12.462.174).

13. Enersis S.A. (ahora Enersis Américas S.A.), Impuesto Adicional de los accionistas no domiciliados ni residentes en Chile. En septiembre de 2012, Enersis SA fue notificada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de una Liquidación y resolución relacionada con la retención de impuestos sobre dividendos pagados en los años comerciales 2008 y 2009 a los accionistas de Enersis SA, no domiciliados ni residentes en Chile. A pesar de no existir diferencias de impuestos adeudadas, por lo mismo no se han aplicado Multas, el SII pretende que Enersis corrija el procedimiento de cálculo utilizado para la declaración, pago y devolución del impuesto (crédito). Además, el SII notificó Liquidaciones y resoluciones por el mismo concepto por los períodos comerciales 2010 y 2011. (AT 2011 y AT 2012). La Posición de la Autoridad es que el procedimiento utilizado por la compañía para enterar las diferencias entre el crédito fiscal definitivo y el crédito fiscal provisional no es el correcto, porque Enersis deberá restituir el importe total del crédito fiscal utilizado en el cálculo de la retención provisional y sólo los accionistas podrán solicitar la devolución de la cantidad pagada en exceso por la Sociedad chilena. La posición de Enersis: es que la interpretación de la autoridad se basa en la redacción de un artículo de la ley que parece exigir la "restitución del crédito en exceso", pero no consideró que hay una Circular emitida por el mismo Servicio que señala el desarrollo de este proceso y al cual se ha ajustado de buena fe Enersis. Además, si se utiliza la forma de cálculo con el criterio de la Autoridad, tanto en la cantidad que la compañía enteraría en nombre del accionista, así como el importe de la restitución que el accionista debe pedir al SII, son la misma cantidad. La diferencia es que las cantidades que se pagan al Fisco están incrementadas por IPC y los intereses de mora (1,5%). En cambio, las cantidades que devuelve el Fisco sólo se les aplica (IPC). Estado Procesal: Se presentó reconsideración administrativa la cual fue resuelta en forma negativa. Luego, se presentó reposición administrativa, que también fue resuelta negativamente para Enersis. El 13 de marzo 2014, se interpuso reclamación tributaria ante el Tribunal Tributario y Aduanero (TTA) primera instancia judicial, para los años comerciales 2008 y 2009. El 18 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2010 (AT 2011) y por último, el 29 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2011 (AT 2012). Los tres reclamos tributarios por el AT 2009 - 2010, por el AT 2011 y por el AT 2012 se encuentran con contestación del SII y con fecha 10 de octubre se solicitó su acumulación por Enersis, lo que fue concedido por el Tribunal con fecha 16 de octubre 2014. Con fecha 21 septiembre 2015, el TTA abrió término probatorio. Con fecha 15 de octubre, Enersis presentó sus pruebas y el TTA las tuvo por presentadas. Con fecha 31 diciembre 2015, se dictó fallo desfavorable a Enersis. La sentencia fue notificada por carta certificada despachada con fecha 4 enero 2016. En enero 2016, Enersis apeló para ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 28 de

abril, se presentaron alegatos ante la Corte de Apelaciones, la cual emitió fallo desfavorable. Se presentó recurso de casación para ante la Corte Suprema. Se admitió a tramitación tanto en la Corte de Apelaciones como la Corte Suprema, y tanto el Enersis como SII se han hecho partes. Están pendiente la vista de la causa en la Corte Suprema. Cuantía M\$ 49.411.211.

b) Juicios pendientes en Asociadas y Negocios Conjuntos:

Enel Brasil (antes Endesa Brasil) y Filiales:

1. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. En julio de 2016, las autoridades tributaria emitieron fallo desfavorable contra Enel Brasil. Enel apelará ante Tribunal Administrativo de segunda instancia. Para ello, se contrató a un dictamen/ opinión de experto acerca de los ajustes contables registradas en 2009. La cuantía asciende a MR\$ 250.358. (aprox. M\$ 50.748.770).
2. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y

el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015 se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015 y el 15 de diciembre de 2015 Basilus ha presentado recursos de Embargos de Aclaración, El 3 de marzo de 2016 el Superior Tribunal de Justicia ha comenzado el juzgamiento del recurso y el primer voto (Ministro Relator) fue favorable al recurso y el Ministro que sigue ha suspendido su resolución para mejor analizar los argumentos. Se falló este recurso 3 contra dos votos, en contra de Ampla. El fallo es susceptible de recursos. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.382.580.920 (aprox. M\$ 280.255.650).

3. 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 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%. 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. Hay decisión de primera instancia judicial en contra de Ampla publicada en agosto de 2015. Ampla presentó recurso a la segunda instancia judicial en el mismo mes. Se aguarda decisión de segunda instancia. La cuantía asciende a MR\$ 154.896 (aprox. M\$ 31.398.296).
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 fue aceptado tres votos a favor, por lo que las solicitudes de Cibran fueron rechazadas, por haber entendido los jueces que no se había probado relación causal entre los daños y la actuación de Ampla. Esta resolución es susceptible de recursos. 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\$ 40.540) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. Con fecha 1 de junio 2015 se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aprox. M\$ 16.216) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R\$ 95.465.103 (aprox. M\$ 19.351.225) (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\$ 389.368.250 (aprox. M\$ 78.926.774).

5. 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. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. En julio de 2016, la segunda instancia judicial falló a favor de Ampla, confirmando el derecho de Ampla a la restitución de los COFINS pagados entre 1992 y 1996. Las autoridades fiscales apelaron a la misma instancia judicial con el fin de aclarar los criterios utilizados por el tribunal para establecer los honorarios relativos a la pérdida de la apelación. Después de la decisión sobre este recurso, las

autoridades fiscales podrían todavía presentar un recurso a ambas Cortes Supremas (Superior Tribunal de Justicia y Supremo Tribunal Federal) con el fin de discutir el derecho a la restitución. Importe solicitado por Ampla a devolver MR\$ 170.884 (aprox. M\$ 34.639.134).

6. Acción judicial interpuesta por Perma Industria de Bebidas (Perma) contra AMPLA, en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley n.º 2283, del 28/02/1986. El 16 de abril de 2010 se dictó sentencia rechazándose lo pedido por Perma, la cual presentó recurso de Apelación en contra de esta sentencia. El recurso fue acogido y Ampla fue condenada al pago de los valores cobrados indebidamente en el año 1986. Ampla y Perma interpusieron Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia, los que fueron rechazados por medio del “juicio de admisibilidad”. En julio/2011 las partes interpusieron Agravo de Instrumento, los cuales se encuentran pendientes de fallo por el tribunal. El 16 de diciembre de 2015 se dictó fallo, rechazándose los Agravos de Instrumento en Recurso Especial presentados por las dos partes. El 11 de febrero de 2016 se publicó el fallo anterior y la decisión quedó a firme. Perma ha sido intimada para empezar la ejecución y ha solicitado plazo. La cuantía de este juicio asciende a R\$77.720.315 (aprox. M\$ 15.754.273).

7. 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 n.º. 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 n.º. 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. El 16 de diciembre de 2015 el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Supremo Tribunal Federal para juzgamiento. El 29 de agosto de 2016 se dictó resolución para suspender ejecución del fallo. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$ 74.405.929 (aprox. M\$ 15.082.431).

8. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal

especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. 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. Se llevará a cabo una investigación judicial, la cual será realizada por un experto designado por el juez. Se espera la decisión de primera instancia judicial, con la investigación del experto que designe el juez. La cuantía asciende a MR\$ 1.176.506 (aprox. M\$ 238.483.336).

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 de octubre de 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 la ejecución fiscal (proceso judicial recaudatorio). La Hacienda no presentó recursos y con fecha 25 de octubre de 2015, Ampla presentó la resolución emitida por la Suprema Corte de Brasilia favorable a la empresa, ante la ejecución fiscal representada por el Estado. El 20 de abril de 2016, se dictó decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla determinando la extinción de la ejecución fiscal y el Estado extinguió la deuda. Ampla solicitó la liberación de la garantía presentada y aguarda decisión. .Caso terminado que se dejará de informar. La garantía fue devuelta a la empresa el 12.07.2016 y este Litigio y se dejará de informar.

10. El Estado de Rio de Janeiro levantó actas a Ampla por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado entiende que Ampla no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Ampla, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativos. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Ampla, presentó su defensa administrativa y judicial en todos los procesos. Una parte de los procedimientos administrativos fue juzgado a favor de Ampla y la parte restante fue apelada. La decisión administrativa favorable reconoció el derecho de Ampla de utilizar el crédito de ICMS sobre los activos

adquiridos del periodo de 2007 a 2012. Se aguarda las decisiones finales. La Cuantía asciende a MR\$ 111.434 (aproximadamente M\$ 22.588.364).

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\$ 23.851.649.) 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\$ 105.568.741), 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 el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó

contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acaraú 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\$193.598.003 (aprox. M\$ 39.243.225). En una de las acciones presentadas por Coperva, 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 7 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. Coperva interpuso recurso de Apelación y Coelce presentó contra razones. Rechazada la apelación, Coperva presentó embargos de aclaración, que fueron rechazados el 11 de enero de 2016. El 3 de febrero de 2016 Coperva interpuso Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia.

Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15,6 millones (aprox. M\$ 3.162.193). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$101.337.462 (aprox. M\$ 20.541.579). 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\$ 116.661.840 (aprox. M\$ 23.647.903) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

14. 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. Sin embargo, 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. 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. Respecto de otros procedimientos en contra CGTF se falló a favor y las autoridades tributarias apelaron de dicha decisión a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a MR\$ 78.978aprox. (aprox. M\$ 16.009.398).
15. 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 los años 2005 y 2006: tienen decisiones administrativas desfavorables a Coelce Respecto de los Litigios de años 2007, 2008 y

2009: Los procesos administrativos terminaron con decisiones en contra de Coelce, pero algunos con reducción del valor por caducidad. La compañía presentó acciones judiciales 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 las deudas tributarias. El Estado de Ceará presentó Ejecuciones Fiscales (procesos judiciales recaudatorios) para los años de 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009. Coelce presentará su defensa en primera instancia judicial. Respecto del año 2010 y 2011: Las actas fueron recibidas en enero 2015 y enero de 2016, respectivamente, y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las actas fueron falladas en contra de Coelce por la primera instancia administrativa. Coelce presentó su apelación para el año 2010 con fecha 25.07.2016 y para el año 2011 el 15.08.2016 ante la segunda instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a MR\$ 113.371 (aprox. M\$ 22.980.895).

16. Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa) presentó una acción judicial contra Coelce en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-lei n.º 2283, del 28/02/1986. Busca declarar ilegal dicho reajuste, buscando extender los efectos de la ilegalidad hasta hoy. Durante la tramitación de dicho proceso, FINOBRASA presentó otra acción judicial con solicitudes semejantes. En cuanto al primer proceso, Finobrasa obtuvo una decisión firme en contra COELCE que la condena a pagar los valores cobrados indebidamente, extendiendo los efectos de dicha sentencia hasta los días actuales, lo que no concuerda con la jurisprudencia del Superior Tribunal de Justicia (STJ). En consideración a lo anterior, COELCE presentó acción rescisoria, la cual busca la modificación de una decisión firme y puede ser presentada hasta 2 años después que el plazo final para presentar recursos haya concluido. Es una nueva acción, con requisitos muy restrictivos y su tramitación se inicia en la segunda instancia. Su objetivo es cuestionar algún error en la decisión, sea de carácter formal (algún vicio procesal) o desvío de los pronunciamientos de los tribunales superiores (que es el fundamento para este proceso). En cuanto al segundo proceso, el juez resolvió, extinguiéndolo en razón de litispendencia y cosa juzgada por tratarse de solicitudes similares. Por lo anterior, el objeto de los tres procesos es el mismo, esto es, evaluar el efecto (amplio o restrictivo) de la ilegalidad del reajuste de 1986. Coelce interpuso esta Acción Rescisoria en 1999 y el 28 de septiembre de 2010 se dictó fallo y por unanimidad “Cámaras Civiles Reunidas” del Tribunal de Justicia declararon que la ilegalidad del cobro hecho por Coelce está limitado a los 9 meses de 1986 (marzo a noviembre). El 30 de septiembre de 2015 se dictó fallo rechazando Recurso Especial presentado por Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa). El 6 de noviembre de 2015 Vicunha opuso embargos de Aclaración, pendientes de resolución. El 4 de febrero de 2016 el tribunal empezó el juzgamiento, estando empatada a uno la votación. El recurso fue rechazado cuatro votos a uno con fecha 2 de agosto de 2016. El 28 de septiembre de 2016, Vicunha interpuso recurso. La cuantía de este juicio asciende a \$R 72.372.073 (aprox. M\$ 14.670.159).
17. Se trata de acción judicial propuestas por Industria Barbalhense de Cemento Portland S.A. (IBACIP) contra COELCE, en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías n.º 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los

clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley n° 2283, del 28/02/1986. La acción judicial que tiene por objeto obtener la devolución de los valores que la demandante habría pagado en exceso por la utilización de energía eléctrica, a causa del incremento supuestamente ilegal del 20% sobre las tarifas de los clientes industriales. El 17 de marzo de 2008 se dictó sentencia, habiéndose declarado ilegal el cobro de la tarifa incrementada por las portarías DNAEE, pero solo en relación a las facturas emitidas en el período que va entre marzo a noviembre de 1986. En contra de esta sentencia, ambas partes interpusieron recurso de Apelación ante el Tribunal de Justicia y ambos fueron rechazados. Coelce ha presentado Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia sobre el cual no ha se manifestado. La cuantía de este juicio asciende a R\$64.998.141 (aprox. M\$ 13.175.428).

18. Acción Colectiva iniciada por Sindeleetro contra Coelce mediante la cual se busca el pago de un complemento salarial de peligrosidad de un 30% sobre el salario base de los empleados que ya recibían este incremento, en razón de la ejecución de actividades con riesgo de accidentes. COELCE en su defensa sostiene que las modificaciones que se hicieron en el pago y determinación de este complemento salarial fueron legales, atendido que ello fue producto de un análisis efectuado por una Comisión establecida al efecto, dedicada a identificar cuáles actividades tienen riesgo efectivo de accidentes y qué los empleados trabajaban en esas áreas.

En primera instancia, la acción fue declarada procedente, siendo condenada COELCE a pagar a todos los empleados el complemento salarial de peligrosidad en un porcentaje de un 30%, a partir del 01 de enero de 1986. Asimismo, fue condenada al pago de honorarios de abogados en un 15% sobre el valor de la condena. Coelce interpuso recurso ordinario ante el Tribunal Regional del Trabajo – TRT.

En segunda instancia, el recurso ordinario presentado por COELCE fue acogido en parte, reconociendo el fallo que no corresponde a la empresa pagar este complemento a los empleados que no trabajen en actividades de riesgo. Asimismo, reconoció que el porcentaje debido por este complemento salarial de peligrosidad puede ser reducido en razón del tiempo del trabajador de exposición al riesgo. SINDELETRO presentó recurso de revista en contra de este fallo de segunda instancia ante el Tribunal Superior del Trabajo – TST.

En tercera instancia, el TST acogió el recurso de revista presentado por Sindeleetro, rechazando lo indicado anteriormente en cuanto a la posibilidad de reducir el porcentaje en razón de un menor tiempo de exposición al riesgo. El TST declara que el empleado habiendo trabajado en actividad de riesgo tiene derecho a recibir un complemento de un 30% sobre su salario base, no siendo relevante si trabajó un solo día o todos los días del mes en esa actividad de riesgo. El fallo del TST se fundamenta en la jurisprudencia del TST en su Enunciado 361 y no es susceptible de recursos.

La fase de liquidación (evaluación de los valores) ha empezado, con la presentación de cálculo por Sindeleetro. Coelce ha sido intimada para presentar su manifestación. Empezada la fase de ejecución y la Coelce fue intimada a pagar o garantizar a ejecución en el montante de R\$ 5.014.269,49 (€ 1.538.119). Así, Coelce efectuó el depósito de la garantía y presentó embargos (contestación) a la ejecución. El 4 de noviembre de 2015, se dispuso la liberación de 1,73 MM R\$ para que el Sindicato distribuya a los

empleados. Coelce recurrió contra esa decisión. La cuantía de este juicio asciende a R\$67.000.000 (aprox. M\$ 13.581.215).

19. El Estado de Ceará levantó actas a Coelce por los períodos 2003, y del 2004 al 2010, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado de Ceará entiende que Coelce no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Coelce, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Coelce presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La Cuantía asciende a MR\$ 127.417 (aprox. M\$ 25.828.025).
20. El Estado de Ceará levantó actas a Coelce por los períodos 2003, y del 2004 al 2010, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado de Ceará entiende que Coelce no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Coelce, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Coelce presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La Cuantía asciende a MR\$ 129.050 (aprox. M\$ 26.159.048).
21. En julio de 2016 se iniciaron contra Coelce y la ANEEL tres acciones civiles públicas cuestionando el porcentual de reajuste de la tarifa de Coelce, impugnando la diferencia entre la tasa de ajuste y la inflación. Los demandantes en cada juicio, respectivamente, son (i) Procon de Fortaleza, (ii) el Instituto de Defensa del Consumidor y, (iii) en conjunto, la Defensoría Pública, el Comité de Protección de los Consumidores-Asamblea Legislativa de Ceará, Comité de Defensa y Protección de los Consumidores. Las acciones iniciadas por (i) y (ii) se encuentran en las primeras etapas procesales de discusión, habiéndose rechazado las medidas liminares (precautorias) solicitadas por los demandantes. En el caso (iii) también se rechazaron las medidas liminares (precautorias) solicitadas, pero, además, por sentencia de fecha 6 de septiembre de 2016 se dictó sentencia, rechazándose los pedidos de las instituciones, en una resolución que es susceptible de ser recurrida. Cuantías indeterminadas.

La Administración de Enersis Américas 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.

32.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

1. Incumplimiento Cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis Américas contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena suscritas por Enersis Américas en marzo de 2016, por UF 2,8 millones, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enersis Américas, 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. Estas líneas no han sido desembolsadas. El crédito sindicado internacional de Enersis Américas bajo ley del Estado de Nueva York, suscrito es agosto de 2016 que expira en febrero de 2017, tampoco hace referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Enersis Américas. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de este crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora de la otra deuda debe exceder los US\$ 100 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de periodos 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 cada contrato. A esta fecha no se ha girado el crédito sindicado.

En los bonos de Enersis Américas 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 Enersis Américas, o de cualquiera de sus filiales chilenas (las que producto de la división ocurrida el 1ero de marzo de 2016, Enersis Américas ya no consolida), 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 Américas. Los Yankee Bonds de Enersis Américas vencen en diciembre de 2016 y 2026 respectivamente. Al 30 de septiembre de 2016, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza M\$ 168.926.558.

Los bonos de Enersis Américas 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. 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. Al 30 de septiembre de 2016, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M\$ 24.332.744.

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 cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos sólo cuando se cumplen ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene Enersis Américas 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 Américas 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 \$ 628.570 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 2016, el Patrimonio Total de Enersis Américas fue \$ 5.397.586 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 2016, la Razón de Endeudamiento fue de 1,02.
- 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 es 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 2016, la relación mencionada fue de 1,57.

Las líneas de crédito local, no desembolsadas, incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos y son:

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,3. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre

Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 30 de septiembre de 2016, la Razón de endeudamiento fue de 0,51.

- Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 3,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 30 de septiembre de 2016, la Razón Deuda/EBITDA fue de 1,57.

Por su parte, los “Yankee Bonds” o cualquier otra deuda de Enersis Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 30 de septiembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Enersis Américas era la Razón Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Edelnor incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales, segunda, tercera y cuarta emisión, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 65.941.321 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Edegel S.A.A. (“Edegel”) incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 35.151.135 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 16.767.071 y cuyo vencimiento es en marzo 2017, incluye los covenants Razón de Endeudamiento calculado como Deuda Financiera sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Préstamos bancarios de Chinango, filial de Edegel, con Bank of Nova Scotia, cuyos saldos pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 4.854.170 y cuyo último vencimiento es en enero 2019, incluyen los covenants, calculados a nivel individual, Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Neta menos caja sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 30 de septiembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank.

Finalmente en Perú, la deuda de Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 40.554.578 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Flujos de Caja para Servicio de la Deuda sobre Servicio de la Deuda y Nivel de Endeudamiento, calculado como calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.
- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 19.852.170 y cuyo vencimiento es en marzo de 2022 e incluye idénticos covenants que el contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú.
- Al 30 de septiembre de 2016, el covenant más restrictivo fue la Razón de Nivel de Endeudamiento.

En Brasil, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants:

- Sexta y séptima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 130.555.530 y cuyo último vencimiento es en junio de 2019, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros.
- Octava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 62.999.020 y cuyo vencimiento es en julio de 2019, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.
- Préstamos del Banco Nacional De Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 125.177.374 y cuyo último vencimiento es en diciembre de 2023, incluye los siguientes covenants, en que sus definiciones varían según el contrato con BNDES: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.
- Préstamo bancario con Banco Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 25.495.877 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 30 de septiembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era la Razón Deuda/EBITDA, contenidos en los bonos locales y en los financiamientos con el BNDES y Citibank.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Coelce incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 75.226.280 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Préstamos con BNDES y Banco Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 75.096.471 cuyo último vencimiento es en junio de 2023, incluye los covenants

Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.

- Tercera emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 90.309.611 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos.
- Al 30 de septiembre de 2016, el covenant más restrictivo de Coelce era la razón Deuda/EBITDA correspondiente a la tercera emisión de bonos locales.

Finalmente en Brasil, la deuda de Cien incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 4.045.802 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 30 de septiembre de 2016, el covenant más restrictivo de Cien era la razón de endeudamiento.

En Colombia, la deuda de Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. ("Emgesa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 30.428.337 y cuyo vencimiento es en junio de 2017, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA. Sin embargo, la obligación de cumplir con este covenant está sujeta a una rebaja de calificación crediticia de Emgesa que implique la pérdida de su calidad de Investment Grade, según las condiciones establecidas en el contrato. Al 30 de septiembre de 2016, el covenant no se encontraba activo.

Asimismo en Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamos bancarios con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 30 de septiembre de 2016 ascendió a M\$ 84.020.023 y cuyo último vencimiento es en junio de 2020, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

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 2016 y 31 de diciembre de 2015, ni Enersis Américas 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.

32.5 Otras informaciones

Central 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. N° 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del MEM del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución S.E. N° 529/14, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINVEMEM 2015-2018, el cual 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 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 estableció el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Consolidados y Turbovapor celebrados entre Central Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central Costanera S.A. renuncia a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Res. SE. N° 95/2013 sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Res. SE N° 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

El procedimiento implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la sociedad conforme lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde de la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renuncia la sociedad son 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 acumulados en una cuenta especial denominada “Cuenta Contratos de Disponibilidad”.

Con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. N° 1210/2015 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Res. SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable. El 3 de julio de 2015 la sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos consolidados 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 el ejercicio 2015 se reconoció una disminución de \$Arg 14.418.986 (M\$ 1.020.869) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / gastos operativos de \$Arg 59.225.685 (M\$ 4.193.197). A la fecha de los presentes estados financieros la renuncia según las adendas a los contratos ascendió aproximadamente a \$Arg 626.776.620.

El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015, reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV, V, VI y VII de la citada Resolución. Es de destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos son para las unidades térmicas de 70% y para las centrales hidroeléctricas de 120%. En el caso de la remuneración por los costos variables, el aumento en los generadores térmicos e hidroeléctricos es del 40%. La Remuneración Mantenimiento No Recurrente se incrementó un 60% y 25% para los térmicos e hidroeléctricos respectivamente, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones. Se establece la aplicación de esta resolución retroactiva a febrero 2016. Como se enuncia en los considerandos, la norma resulta una medida transitoria a la espera del nuevo marco regulatorio anunciado por el gobierno.

- El 25 de noviembre de 2010, nuestras principales filiales generadoras en Argentina, Endesa, Costanera, El Chocón y DockSud, 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 2008-2011” (en adelante “el Acuerdo”) con la Secretaría de Energía. Bajo los términos de este acuerdo, nuestras filiales se comprometieron a contribuir sus cuentas por cobrar por ventas de energía no cobradas, conocidas como Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento por Definir (“LVFVD”), generadas durante el período comprendido entre el 1 de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 a un fondo para la construcción de nuevas plantas de generación. Estas cuentas por cobrar serían pagadas una vez adicionada la tasa de interés estipulada en el Artículo 3 de la Resolución SE N°406/03 y convertidas a dólares de los Estados Unidos de Norteamérica al tipo de cambio vigente a la fecha de la firma del Acuerdo, en 120 cuotas mensuales iguales consecutivas, a partir de la habilitación comercial del nuevo proyecto, más un rendimiento anual equivalente al obtenido de aplicar una tasa LIBOR a 30 días más 5%.

Producto del Acuerdo antes mencionado, con fecha 11 de mayo de 2011 todas las generadoras constituyeron la sociedad Central Vuelta de Obligado S.A. ("VOSA"), con un capital inicial de \$500.000 argentinos..

Con fecha 24 de octubre de 2012, VOSA procedió a la firma del Contrato para el Suministro y Construcción llave en mano de VOSA con General Electric International Inc. 7 General Electric International Inc. Sucursal Argentina (colectivamente, "GE"). En agosto 26 de 2013, GE y VOSA acordaron realizar la segunda adenda al contrato para el suministro, construcción, puesta en servicio, y mantenimiento bajo la modalidad de "Llave en mano" de una planta de ciclo combinado.

Durante el Segundo semestre de 2015, una vez finalizados las correspondientes pruebas, comenzaron las operaciones de una planta de ciclo combinado abierto con dos turbinas de gas de 270 MW cada una. Después de diversas demoras en la construcción, la planta de ciclo combinado se espera que sea finalizada en los próximos meses, luego del acuerdo alcanzado con GE.

De acuerdo a un reciente informe técnico emitido por las autoridades de VOSA en diciembre de 2015, las turbinas de gas han pasado todas las pruebas de funcionamiento y su comportamiento ha sido muy Bueno, y solo resta nacionalizar muy pocos componentes para terminar la segunda etapa de la construcción. Por lo tanto, la Sociedad concluyó que era virtualmente cierto que el proyecto sería completamente finalizado.

Por lo tanto, dada la certeza de que la habilitación comercial del ciclo combinado será otorgada en el corto plazo, la Sociedad concluyó que el reconocimiento del activo era apropiado dado que es probable que los beneficios económicos futuros fluirían hacia la entidad.

En este sentido, se registraron en 2015 los efectos de la dolarización de las obligaciones LVFVD. El ingreso registrado estaba relacionado con los siguientes conceptos:

- Actualización de la dolarización de las obligaciones LVFVD considerando el tipo de cambio a la fecha del Acuerdo por un total de M\$ 141.559.960.
- Intereses devengados sobre las obligaciones LVFVD, una vez adicionados los intereses mencionados previamente, a una tasa LIBOR 30 días más 5%, por un total de M \$ 57.079.871.

Con fecha 12 de febrero de 2016 General Electric International Inc. ("GE") ha iniciado un reclamo de mayores costos al Fideicomiso VOSA a través de la cláusula contractual de "negociaciones amistosas". Dicho plazo de negociación a la fecha de los presentes estados financieros ha finalizado quedando expedita la vía para el inicio del arbitraje previsto en el contrato ante la Bolsa de Comercio de Buenos Aires. VOSA considera que dichos reclamos son infundados e injustificados. Sin perjuicio de ello, el reclamo podría tener un impacto en el ritmo de la finalización de la planta, siendo que el mismo se ve acompañado de adicionales incumplimientos de hitos de obra por parte de GE. VOSA, actuando en representación del Fideicomiso VOSA, ha ejecutado y continuará ejecutando garantías contractuales frente a dichos incumplimientos.

No obstante ello, en opinión de la gerencia de la Sociedad, si bien dicha situación podría tener un impacto en el ritmo de finalización de la obra, no existen dudas de que la misma será concluida.

- **Deudas CAMMESA**

Debido a ciertas dificultades financieras, la Sociedad solicitó en sendas oportunidades adelantos de fondos a cuenta de futuros ingresos a fin de atender necesidades operativas imposterables para el funcionamiento de la Central. Como consecuencia, y en cumplimiento de diversas instrucciones de la ex Subsecretaría de Energía Eléctrica (SEE) y el Ministerio de Energía y Minería, CAMMESA transfirió a la Sociedad durante el período marzo 2015 – mayo 2016 un total de \$Arg 835.925.787 (los Anticipos) supeditado al compromiso de celebrar un contrato que instrumente tales transferencias y la metodología de cancelación. Asimismo, en función de lo anterior, la Sociedad informó que según las previsiones realizadas, para atender en tiempo y forma las necesidades operativas de la Central hasta el 31 de diciembre de 2016, requiere contar con la suma adicional de \$Arg 464.074.213.

Con fecha 10 de agosto de 2016, conforme lo establecido en la Nota N° 644305345/2016 de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, autorizó el adelanto de fondos solicitados por Costanera hasta la suma de pesos 464.074.213 e instruyó a CAMMESA a suscribir los documentos necesarios a fines de instrumentar la transferencia de los Anticipos y la metodología de cancelación de los mismos.

El 18 de agosto de 2016, CAMMESA y Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de 1.300 millones \$Arg necesarios para financiar la operación de la Central. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán en un máximo de 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, con un plazo de gracia de 12 meses, a contar desde la entrega del último adelanto parcial, a las que se les aplicará intereses a la tasa de equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

A la fecha de los presentes estados financieros intermedios condensados, Costanera recibió desembolsos por parte de CAMMESA por \$arg 873.925.787 a fin de financiar las necesidades operativas. Al 30 de septiembre de 2016, el saldo de esta deuda asciende a \$arg1.126.821.866 y se expone en el pasivo no corriente.

Costanera garantizará la devolución de los anticipos mediante la constitución de una prenda con registro en primer grado sobre las unidades COSTTV01-02-03-04-06-07 y con la cesión del 100% de sus créditos en el MEM.

Durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se efectivizaron varias cesiones por un total de \$Arg 570.925.787. Al 31 de diciembre de 2015, el saldo de esta deuda ascendía a \$Arg 632.098.888 y se exponía en el pasivo corriente.

En virtud de los términos del contrato mencionado, la Sociedad ha clasificado dicha deuda en la línea del estado de situación financiera “Deudas CAMMESA” y los intereses en la línea del estado de resultado integral “Costos financieros”. La Sociedad ha efectuado las reclasificaciones necesarias sobre los estados financieros del período anterior para exponerlos sobre base uniforme.

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, estableció 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), 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 fue cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Estado Nacional; (ii) considera a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) 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. Por la Resolución SE N° 32/2015 y las posteriores notas de la SE que actualizaron el valor del concepto mencionado en (i), durante el período de nueve meses finalizado el 30 de septiembre de 2016 se reconocieron ingresos de M\$395.351 pesos argentinos, que se encuentran expuestos en el estado del resultado integral en la línea “Otros ingresos Resolución SE N° 32/2015”.

La Resolución SE N° 32/2015 permitió la cobertura de costos operativos, mientras que las inversiones siguieron siendo financiadas a través de mutuos con CAMMESA. Al mismo tiempo, deja sujeto el repago de los saldos remanentes a favor del MEM a la definición de un plan de pagos.

Con fecha 16 de diciembre de 2015, las nuevas autoridades nacionales declararon mediante el Decreto 134/2015, la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Por el mismo, se instruye al Ministerio de Energía y Minería para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

- El 25 de enero de 2016, el MINEM emitió la Resolución N° 6/2016 que aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y establece los precios de referencia estacionales de la potencia y energía correspondientes al período febrero - abril de 2016.

Adicionalmente, en orden a avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante incentivos al ahorro y el uso racional de la energía eléctrica de usuarios finales residenciales (“Plan Estímulo”), incorpora a través del MEM, un sistema de incentivos que se traducirá en un mecanismo de disminución del precio de la energía sancionado como contrapartida del esfuerzo de cada usuario residencial en la reducción del consumo innecesario, que surgirá de comparar el consumo mensual de energía con el registrado en igual mes del año 2015.

Por otra parte, teniendo en cuenta la trascendencia social del servicio eléctrico, la mencionada resolución define un volumen de energía a un precio denominado Tarifa Social, para ser transferido a precio mínimo a quienes integren el universo de usuarios finales que carece de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general, según los criterios de calificación y asignación que comunique el Ministerio de Desarrollo Social de la Nación.

El acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y estímulo al ahorro estará condicionado al cumplimiento, por parte de las Distribuidoras, de las obligaciones de pago en el MEM exigibles desde la entrada en vigencia de esta resolución. Asimismo, las Distribuidoras que tengan deudas con CAMMESA a la fecha del dictado de la resolución, como es el caso de Edesur, deberán, en un plazo no menor a los 30 días corridos, acordar un plan de pagos para la cancelación de la deuda en mora y, además, garantizar el pago de sus compras en el MEM a través de la cesión de sus créditos por cobranzas u otro mecanismo alternativo equivalente a satisfacción de CAMMESA, que permita asegurar tanto el cobro de la facturación corriente como el de la cuotas a abonar derivadas del acuerdo de pago a suscribirse por la deuda en mora. Con fecha 21 de marzo de 2016 Edesur presentó una propuesta de pago, condicionando la misma a los efectivos resultados del proceso de RTI comprometido por la Resolución MINEM N° 6/2016. Con posterioridad, CAMMESA solicitó a todas las distribuidoras mejoras a los planes de pago presentados. A la fecha de los presentes estados financieros intermedios condensados dicha nueva propuesta está siendo analizada.

A la fecha de aprobación de los presentes estados financieros, la Sociedad se encuentra evaluando los efectos de la Resolución MEyM N° 6/2016.

Con fecha 27 de enero de 2016, fue emitida la Resolución MINEM N° 7/2016 que instruye al ENRE a:

- i.- Efectuar un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de la Sociedad, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo.
- ii.- Aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de ciertos criterios de elegibilidad, a saber: ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional; personas con empleo en relación de dependencia que perciben una remuneración bruta menor o igual a dos salarios mínimos, vital y móvil; ser titular de programas sociales, estar inscripto en el Régimen de Monotributo Social; estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del servicio doméstico; estar percibiendo seguro de desempleo; o contar con certificado de discapacidad, quedando excluidos del beneficio en caso de ser propietarios de más de un inmueble, de automóviles cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad, o de aeronaves o embarcaciones de lujo.
- iii.- Incluir en los cuadros tarifarios el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los establecido en la Resolución MINEM N° 6/2016.
- iv.- Llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

A efectos de que los usuarios puedan establecer una mejor organización de las finanzas del hogar, el ENRE deberá disponer las medidas que fueren necesarias a efectos de implementar el pago mensual del servicio público de distribución prestado por la Sociedad.

Asimismo, la Resolución MINEM N° 7/2016 deja sin efecto el PUREE a partir de la puesta en vigencia de los nuevos valores tarifarios y dispone que cesará la aplicación de los mecanismos de financiación de planes de obras instrumentados mediante contratos de mutuo con CAMMESA.

Por último, establece que la distribución de dividendos debe ajustarse al Acta Acuerdo, que la subordina a la verificación por parte del ENRE del cumplimiento del plan de inversiones.

En cumplimiento de lo anterior, con fecha 29 de enero de 2016 el ENRE emitió las Resoluciones N° 1/2016 y N° 2/2016. La primera de ellas aprueba los valores del cuadro tarifario de la Sociedad con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de febrero de 2016, mientras que la segunda da por finalizado al 31 de enero de 2016 el actual esquema del fideicomiso para la administración de los fondos resultantes de la aplicación de la Resolución ENRE N° 347/2012.

Las mencionadas resoluciones suponen efectos significativos en diferentes áreas del negocio de la Sociedad. Además de lo referente a los incrementos en los montos de facturación evidenciados en la línea "Ingresos por servicios" del estado de resultados integral, también conllevó un efecto significativo en la actualización del valor de las multas que se ajustan en línea con las variaciones en el valor agregado de distribución (VAD). En el período de seis meses finalizados el 30 de junio de 2016, este último efecto implicó una pérdida financiera de aproximadamente M\$ 874.000 argentinos que se expone en la línea "Costos financieros" del estado del resultado integral.

Con fecha 21 de marzo de 2016, en ENRE emitió su Resolución N° 31/2016 que dispone que Edesur deberá abonar un resarcimiento a cada uno de los usuarios residenciales que hubieran sido afectados por las interrupciones de suministro de energía, ocurridas durante el período comprendido entre el 12 de febrero de 2016 y el 18 de febrero de 2016 con montos que varían según la cantidad de horas de corte, cuyo impacto total ascendió a M\$ 88.166 argentinos.

Con fecha 5 de abril de 2016, se publicaron las resoluciones ENRE N° 54 y N° 55. Mediante la primera de ellas, el ENRE resuelve llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto.

Por su parte, la resolución ENRE N° 55/2016 aprueba el programa para la RTI en el año 2016. La misma define los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó a la Sociedad los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, e informó la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

Con fecha 27 de abril de 2016, se publicó la resolución SE N° 41/2016 por la cual se aprueba la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, Con valores coincidentes a los establecidos en la Resolución MINEM N° 6/2016 del día 27 de enero de 2016.

Mediante la Resolución ENRE N° 290/2016 de aplicación a Edenor S.A. y Edesur S.A., el ENRE resuelve instruir a las empresas distribuidoras a eliminar el recargo del seis por mil (6‰) establecido por el Artículo 1 de la Ley N° 23.681, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del Decreto N° 695/2016.

La demora en el cumplimiento de ciertos hitos previstos en el Acta Acuerdo ha afectado el índice de liquidez. La Sociedad considera que estos efectos adversos causados por la falta de concreción oportuna de legítimos derechos al ajuste de sus ingresos, se revertirá de manera efectiva con la recomposición tarifaria.

El 7 de julio de 2016, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata en la causa “Abarca, Walter José y otro c/ Estado Nacional Ministerio de Energía y Minería y otros s/ Amparo Ley 16986” decretó una medida cautelar disponiendo la suspensión de los efectos de las Resoluciones MINEM N° 6/2016 y N° 7/2016 y la Resolución ENRE N° 1/2016 para el ámbito geográfico de la Provincia de Buenos Aires. Con fecha 15 de julio de 2016, Edesur fue notificado por el ENRE que a partir de ese momento, y por el plazo de tres meses o hasta que la Corte Suprema se expida antes), regirán las tarifas y condiciones existentes al 31 de enero de 2016. De esta manera, también queda sin efecto la Tarifa Integral Social.

Con fecha 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema de Justicia de la Nación, dictó sentencia revocando la medida cautelar dictada por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata. En virtud de ello, con fecha 12 de septiembre de 2016, se instruyó a CAMMESA a aplicar el cuadro tarifario aprobado por la Resolución ENRE N° 1/2016 en la facturación que emita a partir de la fecha de notificación de dicha fecha, en los partidos del Gran Buenos Aires comprendidos en el área de concesión, salvo en aquellos en los que aún subsistiese vigente una medida cautelar.

Con fecha 27 de septiembre de 2016, el MIMEM instruyó a CAMMESA a facilitar la cancelación de los montos que deban abonarle a los agentes del MEM (facturados o no a la fecha de la presente medida), por haber quedado sin efecto las distintas medidas cautelares que suspendieran transitoriamente la aplicación de las Resoluciones MIMEM N° 6/2016 y N° 7/2016 y la Resolución N° 1/2016, en 4 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses y recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016.

El ENRE, a través de la Resolución N° 522/2016 del día 28 de septiembre de 2016, convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal.

En esa misma fecha, el ENRE emitió su Resolución N° 523/2016 que dispone, en relación a los montos no abonados (facturados o no facturados a la fecha de publicación de la mencionada resolución) por los usuarios de cualquier categoría, como consecuencia de la aplicación de la medida cautelar, a otorgar a dichos usuarios, como facilidad de pago, la cancelación de los montos adeudados hasta el momento de su facturación, en 4 cuotas iguales mensuales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016. La misma también establece que, por el término de 60 días corridos, no podrán aplicarse notificaciones de deuda previas a corte de suministro.

33. DOTACIÓN

La distribución del personal de Enersis Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015, era la siguiente:

País	30-09-2016				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	9	49	5	63	55
Argentina	51	3.710	1.150	4.911	4.897
Brasil	23	2.087	429	2.539	2.589
Perú	43	888	-	931	936
Colombia	37	1.578	27	1.642	1.641
Total	163	8.312	1.611	10.086	10.117

País	31-12-2015				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	68	1.911	266	2.245	2.364
Argentina	46	3.609	1.168	4.823	4.724
Brasil	26	2.174	459	2.659	2.686
Perú	42	889	-	931	941
Colombia	36	1.480	28	1.544	1.633
Total	218	10.063	1.921	12.202	12.348

Es importante destacar que las operaciones que Enersis Américas realiza en Chile, a contar del 1 de marzo de 2016, pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Enersis Chile (ver Nota 5.1).

34. SANCIONES

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

Filiales

1. Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2016 y finalizado el 30 de septiembre de 2016, Edesur S.A. no ha recibido notificación de sanciones por parte del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).
- Al 30 de junio de 2016, se encontraban pendientes de resolución siete (7) sanciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de \$ 31.081.214 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.335.863) y una (1) sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 21.840.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 938.678). Todas estas sanciones fueron oportunamente recurridas por Edesur.
- Para el período iniciado el 1° de abril de 2016 y finalizado el 30 de junio de 2016, Edesur S.A. no ha recibido notificación de sanciones por parte del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE).

2. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Al 30 de septiembre de 2016, no se registran sanciones de autoridades administrativas.

3. Endesa Costanera S.A.

- Al 30 de septiembre de 2016, no se registran sanciones de autoridades administrativas.
- Al 30 de junio de 2016, se encuentra pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos (AFIP) durante el año 2015 por \$ 58.479,75 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.513). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 419), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero (es decir, por no haber reingresado al país dentro del plazo concedido, mercadería egresada temporalmente). Dicha sanción fue apelada y se encuentra pendiente de resolución, toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en legal tiempo y forma, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.
- Al 30 de junio de 2016, la sociedad registra una sanción impuesta por la Prefectura Nacional Argentina (PNA) por \$ 52.500 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.256), basada en la infracción del art. 807.0107 del REGINAVE, por vertimiento de producto contaminante a las aguas del Río de la Plata, desde uno de los vertederos de la Central. La misma fue abonada con fecha 13.06.2016.

4. Central Dock Sud S.A.

- Al período finalizado el 30 de septiembre de 2016, no se registran pendientes sanciones de autoridades administrativas.

5. Yacylec S.A.

- Al período finalizado el 30 de septiembre de 2016, no se registran pendientes sanciones de autoridades administrativas.

6. Transportadora de Energía S.A.

- Al período finalizado el 30 de septiembre de 2016, no se registran pendientes sanciones de autoridades administrativas.

7. Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

- Al período finalizado el 30 de septiembre de 2016, no se registran pendientes sanciones de autoridades administrativas.

8. Ampla Energía S.A.

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 11 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad del servicio y otras formalidades en un monto de 1.065.736 € (aprox. M\$ 782.620). En 2016 han sido finiquitados 6 procedimientos de infracción con pago de 774.322 € (aprox. M\$ 568.621).
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 145 multas 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) por supresión vegetal irregular, ausencia de licencia medioambiental, muerte de animales y otros un monto de 1.291.223 € (aprox. M\$ 948.205). En 2016 han sido finiquitados 2 procedimientos de infracción con el pago del monto de 2.753 € (aprox. M\$ 2.022) por muerte de animales y ausencia de licencia medioambiental.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 42 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON) por calidad del servicio, cobro indebido, daños eléctricos y otros asuntos en un monto de 2.963.148 € (aprox. M\$ 2.175.978). En 2016 no ha sido finiquitado cualquier procedimiento de infracción.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 14 procedimientos de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por incumplimientos de registros formales y algunos procedimientos de seguridad sin valor definido a la fecha*. En 2016 han sido finiquitado 3 procedimientos de infracción con el pago del monto de 3.022 € (aprox. M\$ 2.219) por asuntos asemejados a los que hemos reportado arriba.
- Ampla recibió sanción por supuesta inconsistencia en las informaciones presentadas en una obligación accesoria (DECLAN – Declaración Anual para el Índice de Participación de los Municipios) enviada al Estado de Rio de Janeiro. Ampla presentó su defensa en agosto/2016 y aguarda decisión de primera instancia administrativa. El valor actualizado de la sanción es de R\$ 26,4M. (aprox. M\$ 5.351.404)

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

9. Companhia Energética do Ceará (Coelce)

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, en la sociedad estaban pendientes de resolución 13 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por calidad del servicio, calidad de la atención a los clientes, devolución de cobro indebido a municipalidades y otras formalidades en un monto de 13.231.419 € (aprox. M\$ 9.716.450). En 2016 han sido finiquitados 13 procedimientos sancionatorios con el pago del monto de 4.511.022 € (aprox. M\$ 3.312.655) especialmente por accidente con población y devolución de cobro indebido a municipalidades.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, estaba pendiente de resolución 2 multa 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) por ausencia de licencia medioambiental en un monto de 7.507 € (aprox. M\$ 5.513). En 2016 no ha sido finiquitado cualquier procedimiento de infracción.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, estaban pendientes de resolución 14 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE) por calidad del servicio, tarifa, daños eléctricos y otros ingresos en un monto de 1.678.068 € (aprox. M\$ 1.232.284). En 2016 han sido c finiquitados 3 procedimientos de infracción con el pago del monto de 2.768 € (aprox. M\$ 2.033) por asuntos asemejados a los que hemos reportado arriba.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, estaban pendientes de resolución 17 procedimientos de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por incumplimientos de registros formales y algunos procedimientos de seguridad en un monto de 2.276.142 €* (aprox. M\$ 1.671.478). En 2016 no ha sido finiquitado cualquier procedimiento de infracción.

10. Cien (Companhia de Interconexión Energética S.A.)

- Hasta el 30 de septiembre de 2016, no habían multas pendientes de resolución por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL, tampoco hemos cerrado cualquier procedimiento de infracción en 2016.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, estaba pendiente de resolución 1 multa pendiente de resolución por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) por un monto de 953 € (aprox. M\$ 700). En 2016 no ha sido cerrado cualquier procedimiento de infracción.
- Hasta el 30 de septiembre de 2016, no habían multas pendientes de resolución por otros asuntos (medioambientales), tampoco hemos cerrado cualquier procedimiento de infracción en 2016.

11. Edelnor S.A.A.

- Al 30 septiembre de 2016, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con sesenta y ocho (68) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 7.681.075,21 (aprox. M\$ 1.485.249) habiéndose cancelado un total de veintidós (22) multas (total y parcialmente) un monto ascendente a S/. 2.120.944,32 (aprox. M\$ 410.116) (aplicando en algunos casos un descuento de 25% por pronto pago).
- Asimismo, al 30 de septiembre de 2016, OSINERGMIN sancionó a EDELNOR S.A.A. una multa ascendente a S/. 923 (aprox. \$ 178) por incumplir las normas regulatorias al no haber presentado el Formulario A1 y los Formatos A1.1, A1.2 y A1.3 correspondientes a los periodos de enero a abril de 2015. Dicha multa fue cancelada en su totalidad.
- Al 30 septiembre de 2016, la Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria – SUNAT (SUNAT) sancionó a EDELNOR S.A.A. con diversas multas, habiendo cancelado un total de S/. 7.718.859,00 (aprox. M\$ 1.492.555) (aplicando régimen de rebaja o gradualidad en algunos casos).

12. Edegel S.A.A.

- Al 30 de septiembre 2016, OSINERGMIN ha sancionado a EDEGEL S.A.A. con diversas multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 2.408.956,58 (aprox. M\$ 465.807), habiéndose cancelado multas por un monto ascendente a S/. 220.954,22 (aprox. M\$ 42.725).
- Al 30 de septiembre de 2016, SUNAT ha sancionado a EDEGEL S.A.A. con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 28.966.061,52 (aprox. M\$ 5.601.013) habiéndose cancelado multas por un monto ascendente a S/. 317.300 (aprox. M\$ 61.355).
- Al 30 de septiembre de 2016, la Municipalidad de Callahuanca ha sancionado a EDEGEL S.A.A. con una (1) multa por incumplimientos a las normas de seguridad por un monto total de S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.154). La multa ha sido impugnada por lo que no ha sido pagada.

13. Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- Al 30 de septiembre de 2016, OSINERGMIN ha sancionado a Empresa Eléctrica de Piura S.A. con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 781.669 (aprox. M\$ 151.147) habiéndose cancelado multas por un monto ascendente a S/. 624.715 (aprox. M\$ 120.798).
- Al 30 de septiembre de 2016, OSINERGMIN también ha sancionado a Empresa Eléctrica de Piura S.A. con una multa ascendente a S/. 923 (aprox. M\$ 178) por incumplir las normas regulatorias al no haber presentado el Formulario A1 y los Formatos A1.1, A1.2 y A1.3 correspondientes a los periodos de enero a abril de 2015. La referida multa fue cancelada por Empresa Eléctrica de Piura S.A. en su totalidad.
- Al 30 de septiembre de 2016, SUNAT ha sancionado a Empresa Eléctrica de Piura S.A. con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 10.018.969 (aprox. M\$ 1.937.315) habiéndose cancelado multas por un monto ascendente a S/. 30.383 (aprox. M\$ 5.875).

14. Chinango S.A.C.

- Al 30 de septiembre de 2016, OSINERGMIN ha sancionado a Chinango S.A.C. con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 97.607 (aprox. M\$ 18.874), habiéndose cancelado el total de dichas multas.
- Al 30 de septiembre de 2016, SUNAT ha sancionado a Chinango S.A.C. con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 2.405.427 (aprox. M\$ 465.125), no habiendo cancelado a la fecha ninguna.

15. Generalima S.A.C.

- Al 30 de septiembre de 2016, SUNAT sancionó a Generalima S.A.C. con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 15.179 (aprox. M\$ 2.935), habiéndose cancelado el total de dichas multas.
- Al 30 de setiembre de 2016, la SUNAT, adicionalmente, ha sancionado a Generalima S.A.C. con una multa por incumplimiento de normas tributarias vinculadas a la presentación del PDT 626 correspondiente al periodo de agosto de 2016, por un importe ascendente a S/. 793 (aprox. M\$ 153), habiéndose cancelado la totalidad de dicha multa.

16. Emgesa

- Al 30 de septiembre de 2016, no se encuentra pendiente resolución alguna que implique una posible sanción por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, por incumplimientos consistentes en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad cerró en el año 2013 un (01) procedimiento sancionatorio cuya sanción consistió en una amonestación (sin valor pecuniario), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.
- A 30 de septiembre de 2016, la ANLA confirmó la sanción contra EMGESA por un valor de \$ 2.503.258.650 Pesos Colombianos (aprox. M\$ 571.952), por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Se iniciara las acciones judiciales (Demanda por nulidad y restablecimiento del derecho).
- A 30 de septiembre de 2016, está pendiente el pronunciamiento de la CAM al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a EMGESA por valor de \$ 758.864.176 pesos colombianos (aprox. M\$ 173.388), por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo-PHEQ).

17. Codensa

- Al 30 de septiembre de 2016, se encontraba pendiente la expedición de (02) resoluciones sancionatorias por parte de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, las cuales ascienden a la suma total de COL\$ 181.261.982 (aprox. M\$ 41.415), por incumplimiento consistente en la violación del ordenamiento jurídico, específicamente la Ley 142, la Ley 143 y la Regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad ha cerrado un total de cinco (05) procedimientos sancionatorios que implicaron el pago total de COL\$ 409.113.200 (aprox. M\$ 93.475), por asuntos semejantes a los mencionados en este párrafo.
- A 30 de septiembre de 2016, está pendiente el pronunciamiento de la Superintendencia de Industria y Comercio respecto al recurso de reposición interpuesto contra resolución que impone a la sociedad una multa de Col\$11.031.264 (aprox. M\$ 2.520), por incumplimiento de las órdenes e instrucciones impartidas por este ente en cuanto al requerimiento de información realizado en el 2013 sobre los términos y condiciones del cupón denominado 24 horas 7454-123 farmacia servicio a domicilio gratis. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad cerro en el año 2013 con un procedimiento sancionatorio que implico el pago de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 5.179), 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.

18. Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Al 30 de septiembre de 2016, no se encontraba pendiente la expedición de ninguna resolución que implicara una posible sanción por parte de la Superintendencia de Puertos y Transporte por incumplimientos consistentes en la violación de la Ley 001 de 1991 y demás disposiciones normativas que regulan la actividad portuaria en Colombia. Con corte a 30 de junio de 2016, dicha autoridad cerró en el año 2014 un (01) procedimiento sancionatorio que implicó el pago de COL\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 490), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010.

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

35. MEDIO AMBIENTE

Los gastos ambientales por los períodos terminados al 30 de septiembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	30-09-2016 M\$					30-09-2015 M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
EMGESA	Manejo ambiental HIDRA	Plan socio ambiental Centrales Térmicas	En proceso	659.117	659.117	-	-	-	659.117	115.659
		Plan socio ambiental Centrales Hidráulicas	En proceso	67.760	67.760	-	-	-	67.760	-
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	33.109	-	33.109	14.148	31-12-2016	47.257	86.952
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	95.065	-	95.065	28.030	31-12-2016	123.095	4.742
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	177.677	-	177.677	9.585	31-12-2016	187.262	38.116
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	155.771	-	155.771	84	31-12-2016	155.855	140.338
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	2.067	-	2.067	34.498	31-12-2016	36.565	28.806
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	2.685	31-12-2016	2.685	140.788
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-	71.008
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	6.848	-	6.848	828	31-12-2016	7.676	8.002
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	273.608	-	273.608	585	31-12-2016	274.193	158.461
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	30.962	-	30.962	8.482	31-12-2016	39.444	48.010
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	756	-	756	1	31-12-2016	757	19.204
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-	9.602
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	-	31-12-2016	-	3.783
EDESUR	Material contaminante	Manipulación de material contaminante	En proceso	50.492	-	50.492	-	31-12-2016	50.492	33.600
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	1.557.552	1.557.552	-	3.577.643	31-12-2027	5.135.195	427.075
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	228.631	228.631	-	-	31-12-2019	228.631	407.045
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	121.988	121.988	-	579.715	31-12-2019	701.703	418.812
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	50.316	50.316	-	-	-	50.316	-
Total				3.511.719	2.685.364	826.355	4.256.284		7.768.003	2.160.003

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
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	En proceso	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	En proceso	-	-	-	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 sobre 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 sobre 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
EDESUR	Recupero transformadores	PROYECTO INVERSION EN MEDIO AMBIENTE	En proceso	26.929	-	26.929	-	31-12-2015	26.929	10.747
	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	Terminado	33.600	33.600	-	-	31-12-2015	33.600	-
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	427.075	427.075	-	-	31-12-2015	427.075	-
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	407.045	407.045	-	-	31-12-2015	407.045	1.293.686
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	418.812	418.812	-	-	31-12-2015	418.812	-
Total				2.098.408	1.402.191	696.217	132.584.601		134.683.009	42.739.865

37. HECHOS POSTERIORES

- Con fecha 20 de octubre de 2016, Enersis Américas S.A. efectuó una colocación de bonos de conformidad a un Form F-3 Registration Statement de la Securities Exchange Act del año 1933 de los Estados Unidos de América, ingresado en la Securities and Exchange Commission con fecha 12 de octubre de 2016. La emisión del bono serie única fue por un monto total de US\$ 600 millones a una tasa de interés de 4% anual, con intereses a pagar dos veces al año, y una amortización bullet única el día 25 de octubre de 2026.

- Con fecha 29 de octubre de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de la Superintendencia de Valores y Seguros; Enersis Américas (la "Compañía") ha informado con carácter de Hecho Esencial que, habiendo concluido el plazo para que los accionistas disidentes del acuerdo de fusión (la "Fusión") de Enersis Américas y sus filiales Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), adoptado en junta extraordinaria de accionistas de la Compañía celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, pudieran ejercer su derecho de retiro de la Compañía, se ha podido constatar lo siguiente:

1. Que el derecho de retiro ejercido en Enersis Américas no ha excedido del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad y no ha tenido como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo legal para ejercer el derecho a retiro.
2. Que, según ha sido informado con esta misma fecha en carácter de hecho esencial por Endesa Américas y Chilectra Américas, el derecho a retiro ejercido en cada una de ellas no supera respectivamente los umbrales del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto de Endesa Américas y del 0.91% de las acciones emitidas con derecho a voto de Chilectra Américas.
3. Que, habiendo acordado las juntas extraordinarias de accionistas de las tres sociedades que se fusionan, celebradas el día 28 de septiembre de 2016, que la Fusión quedara sujeta a las condiciones suspensivas (las "Condiciones Suspensivas") consistentes en que el derecho a retiro ejercido en cada una de dichas sociedades por parte de sus respectivos accionistas disidentes no superase los umbrales indicados en los numerales 1 y 2 anteriores, ni significare, en el caso del derecho a retiro de Enersis Américas, que superase el límite de concentración accionarial del 65% antes indicado, las Condiciones Suspensivas a que se encuentre sujeta la Fusión han sido íntegramente cumplidas y, por tanto, se declara a firme la Fusión aprobada en las referidas asambleas extraordinarias de accionistas, restando para la efectividad de la misma el otorgamiento por parte de las sociedades que se fusionan una misma y única escritura pública declarativa.

De conformidad a lo aprobado por las respectivas asambleas de accionistas, la Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que las sociedades que se fusionan otorguen dicha escritura pública.

4. Que, como consecuencia de lo anterior, se ha constatado que no acaecieron las causales de caducidad de la oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") lanzada por Enersis Américas para la adquisición de 3.282.265.786 acciones emitidas por Endesa Américas, y que han acaecido las condiciones precedentes de la *Tender Offer* lanzada por Enersis Américas en los Estados Unidos para la adquisición de la totalidad de los *American Depositary Shares* ("ADS") emitidos por Endesa Américas y la totalidad de las acciones emitidas por dicha sociedad, cuyos titulares sean residentes en los Estados Unidos de América.

- Con fecha 31 de octubre de 2016, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 212 de la Ley 18.045 sobre Mercado de Valores y a lo establecido en la Norma de Carácter General N° 104 de la Superintendencia de Valores y Seguros, Enersis Américas S.A. ha publicado en los diarios El Mercurio de Santiago y La Tercera, el aviso del resultado de la oferta pública de adquisición de acciones (la "Oferta") de Endesa Américas S.A. por Enersis Américas S.A., informando lo siguiente:

1. La oferta se mantuvo vigente desde las 9:00 horas del día 14 de septiembre de 2016 hasta la hora de cierre de los mercados bursátiles (17:30 horas) del día 28 de octubre de 2016, habida consideración de la prórroga publicada el 14 de septiembre de 2016, que extendía la vigencia de la Oferta hasta las 17:30 horas del día 28 de octubre de 2016.
2. Durante la vigencia de la Oferta, Enersis Américas S.A. recibió aceptaciones por 252.998.204 acciones de Endesa Américas S.A., equivalentes a un 3,1% de las acciones emitidas, suscritas y pagadas de esa sociedad.

3. La Oferta no considera el mecanismo de prorrateo, por no ser necesario ni estar sujeta la Oferta a la adquisición de un número máximo de acciones de Endesa Américas S.A. para que sea declarada exitosa.
4. En la Oferta en Estados Unidos, Enersis Américas S.A. recibió aceptaciones por 406.062 ADSs de Endesa Américas S.A. representativos de 12.181.860 acciones de Endesa Américas S.A., equivalentes al 0,1% de las acciones emitidas, suscritas y pagadas de esa sociedad, las cuales han sido aceptadas para el pago.
5. Conforme con lo anterior, y para todos los efectos a que haya lugar en conformidad a lo dispuesto en el inciso 2° del artículo 212 de la Ley 18.045 sobre Mercado de Valores, Enersis Américas S.A. acepta y adquiere para sí, bajo la Oferta, la cantidad de 252.998.204 acciones, y bajo la Oferta en Estados Unidos la cantidad de 406.062 ADSs representativos de 12.181.860 acciones de Endesa Américas S.A. De esta manera, en virtud de ambas Ofertas, Enersis Américas S.A. pasa a ser titular de 265.180.064 acciones de Endesa Américas S.A. (incluyendo aquellas representadas por los ADSs adquiridos), correspondientes a un 3,2% del capital suscrito y del control de esa sociedad.

El monto total por pagar por las 265.180.064 acciones de Endesa Américas adquiridas bajo las Ofertas en Chile y en Estados Unidos será de \$79.554.019.200 (aproximadamente US\$121 millones).

6. El precio de \$300 (trescientos pesos) por cada acción que se adquiere en virtud de la Oferta se pagará al segundo día hábil siguiente a la publicación del aviso de resultado, esto es, el día 3 de noviembre de 2016, en los términos y condiciones señalados en el Aviso de Inicio de oferta pública de adquisición de acciones publicado el 13 de septiembre de 2016 en los diarios El Mercurio de Santiago y La Tercera y el Prospecto de la Oferta puesto a disposición de los interesados con igual fecha.
7. Más detalles acerca de la Oferta pueden encontrarse en el Aviso de Inicio y en el Prospecto, ambos disponibles en los sitios de Internet www.enersis.cl, www.btgpactual.cl y www.svs.cl.

Finalmente, el porcentaje de accionistas que ejercieron su derecho a retiro fue de 0,24% en Enersis Américas (equivalente a aproximadamente US\$20 millones), 0,04% en Endesa Américas (equivalente a aproximadamente US\$ 1,5 millones) y 0,005% en Chilectra Américas (equivalente a aproximadamente US\$ 0,04 millón)

De esta manera, la propiedad de Enersis Américas en Endesa Américas se incrementará a 5.184.668.858 acciones (incluyendo aquellas representadas por ADSs) o aproximadamente un 63,2% de propiedad sobre el capital accionario de Endesa Américas, mientras que 3.017.085.722 acciones (incluyendo aquellas representadas por 6.968.704 ADSs) o aproximadamente un 36,8% de propiedad del capital accionario de Endesa Américas serán de propiedad de participaciones no controladoras.

- Con fecha 3 de noviembre de 2016, Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), informó con carácter de hecho esencial, que el Directorio de la Compañía celebrado el día 3 de noviembre de 2016, atendida la próxima entrada en vigencia de la fusión de Chilectra Américas con Enersis Américas S.A. y Endesa Américas S.A., resolvió modificar su política de dividendos aprobada en la Sesión N° 2/2016, Ordinaria del Directorio, celebrada el 29 de febrero de 2016, que contemplaba repartir como dividendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio, distribución que se haría pagando un dividendo provisorio en el mes de enero de 2017. Al respecto, se ha estimado necesario modificar la citada política de dividendos, en el sentido de no repartir ningún dividendo provisorio.

- Con fecha 3 de noviembre de 2016, Chilectra Américas S.A. informó con carácter de hecho esencial que envió, en duplicado, el formulario N° 1 con la información relativa al Dividendo Eventual N° 1, cuya distribución y pago ha sido acordado por Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016. Esta información complementa a la contenida en carta Ger.Gen N° 37/2016 enviada a la SVS con fecha 28 de septiembre de 2016. Cabe hacer presente que la fecha de pago del dividendo en particular, fue acordada en la sesión del 3 de noviembre de 2016 del Directorio de Chilectra Américas.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de octubre de 2016 y la fecha de emisión de estos estados financieros intermedios.

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS

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 30/09/2016			% Control a 31/12/2015			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%	13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	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
Extranjero	Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica
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. (2)	Peso Colombiano	21,14%	36,01%	57,15%	21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de 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
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. (2)	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. (2)	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
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
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	50,09%	49,91%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
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 Serviços S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Restación 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	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. (1)	Nuevos Soles	39,00%	61,00%	100,00%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
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
Extranjero	Inversiones Distritima 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
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. (3)	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 3 de septiembre de 2014 Enersis Américas 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.
- (2) Ver nota 2.4.2
- (3) Durante el mes de mayo de 2016, esta sociedad fue absorbida por Endesa Argentina, siendo esta última la continuadora legal.

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Incorporación al perímetro de consolidación:

No ocurrieron incorporaciones al perímetro de consolidación al 30 de septiembre de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 30 de septiembre de 2016 (*)				al 31 de diciembre de 2015			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Eólica Canela S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	51,00%	51,00%	Integración global
Chilectra Inversud S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	-	-	-	Integración global	99,08%	0,01%	99,09%	Integración global
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	-	-	-	Integración global	3,78%	96,21%	99,99%	Integración global
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	92,65%	92,65%	Integración global
Enel Generación Chile S.A. (ex Empresa Nacional de Electricidad S.A.)	-	-	-	Integración global	59,98%	0,00%	59,98%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4)	-	-	-	Integración global	99,00%	1,00%	100,00%	Integración global
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4)	-	-	-	Integración global	99,99%	0,00%	99,99%	Integración global
Luz Andes Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	57,50%	57,50%	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (6)	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	-	-	-	Integración global	0,00%	50,00%	50,00%	Integración global
Electrogas S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	42,50%	42,50%	Método de la Participación
GNL Chile S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	33,33%	33,33%	Método de la Participación
GNL Quintero S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	20,00%	20,00%	Método de la Participación
Aysén Transmisión S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
Aysén Energía S.A.	-	-	-	Método de la Participación	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación

(*) Con fecha 1 de marzo de 2016 estas sociedades dejaron de pertenecer al perímetro de consolidación de Enersis Américas.

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 30/09/2016			% Participación al 31/12/2015			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
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
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
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

b. Individualización de Préstamos Bancarios 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	30 de septiembre de 2016										31 de diciembre de 2015							
									Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente			Total Corriente	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	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,35%	9,48%	4.541.015	6.472.108	11.013.123	10.418.941	9.824.759	9.230.576	8.636.394	18.991.437	57.100.107	894.845	6.064.999	6.959.744	9.982.170	9.504.920	9.027.670	8.550.419	22.787.755	99.852.934
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	8,39%	9,51%	1.616.168	2.305.525	3.921.693	3.709.583	3.497.473	3.285.363	3.073.253	6.755.152	20.320.824	301.348	2.105.951	2.407.299	3.488.668	3.327.949	3.167.230	3.006.511	8.055.219	21.045.577
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	6,06%	5,93%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.145.579	-	11.145.579	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,27%	6,01%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.233.163	-	5.233.163	-	-	-	-	-
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,08%	8,61%	28.255.833	-	28.255.833	-	-	-	-	-	-	-	438.046	28.712.649	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,84%	6,66%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.683.505	-	13.683.505	-	-	-	-	-
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,87%	5,70%	18.934.758	-	18.934.758	-	-	-	-	-	-	-	295.055	20.873.617	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,93%	5,76%	12.599.197	-	12.599.197	-	-	-	-	-	-	-	198.385	13.892.621	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,65%	5,50%	9.880.459	-	9.880.459	-	-	-	-	-	-	-	149.831	10.882.356	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,02%	6,90%	519.441	30.738.886	31.258.327	-	-	-	-	-	-	-	532.271	1.596.812	2.129.083	30.361.038	-	-	30.361.038	
Extranjera	Empesca S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.959.952	-	2.959.952	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arq	36,74%	34,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	29.771	445.358	-	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arq	46,11%	32,00%	198.117	225.512	423.629	-	-	-	-	-	-	-	214.270	583.114	797.384	276.664	-	-	276.664	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arq	49,81%	34,00%	78.062	106.148	184.210	-	-	-	-	-	-	-	80.256	225.731	305.987	128.627	-	-	128.627	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arq	45,12%	30,00%	47.230	64.574	111.804	-	-	-	-	-	-	-	50.253	140.581	190.834	79.542	-	-	79.542	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arq	46,45%	38,00%	74.852	101.873	176.725	-	-	-	-	-	-	-	81.254	224.941	306.195	125.511	-	-	125.511	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arq	43,80%	30,00%	243.163	332.699	575.862	-	-	-	-	-	-	-	263.796	734.081	997.877	412.453	-	-	412.453	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	14,84%	13,92%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.214.284	-	1.214.284	-	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arq	46,11%	31,00%	83.378	113.676	197.054	-	-	-	-	-	-	-	89.832	249.669	339.501	140.047	-	-	140.047	
94_271_00-3	Enersis Américas S.A.	Chile	97.004.000-3	Banco Santander Chile	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	4	-	4	-	-	-	-	-	-	64	-	64	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.339.210	-	1.339.210	-	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673.817	-	673.817	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673.905	-	673.905	-	-	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arq	43,63%	38,45%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	75.083	1.113.612	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arq	52,49%	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	266.203	516.165	782.368	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú - Sindicado IV	Argentina	\$ Arq	52,49%	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	241.619	464.727	706.346	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arq	52,49%	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	228.411	442.424	670.835	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arq	52,49%	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.221	144.361	217.582	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arq	52,49%	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	290.708	59.481	90.189	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arq	52,49%	30,81%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	296.189	573.160	869.349	-	-	-	-	
Totales									115.667.535	133.240.450	248.907.985	163.063.052	231.837.792	81.970.513	30.708.026	36.638.641	544.218.024	94.438.177	119.047.141	213.485.318	94.680.542	93.341.883	46.131.557	11.556.930	30.842.974	276.553.886

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			212.701.474	22.124.481
	Dólar	Peso chileno	158.959.070	6.606.837
	Dólar	Peso Colombiano	60.053	195.597
	Dólar	Soles	51.690.110	14.024.599
	Dólar	Peso Argentino	1.992.241	1.297.448
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			212.701.474	22.124.481
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			212.701.474	22.124.481

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	30-09-2016									31-12-2015								
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					
			Hasta 90 días M\$	91 días a 1 año M\$	Total Corriente	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\$	Total No Corriente	Hasta 90 días M\$	91 días a 1 año M\$	Total Corriente	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\$	Total No Corriente
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		174.635.406	44.635.896	219.271.302	47.572.570	95.570.963	28.806.819	7.156.409	33.487.905	212.594.666	39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	147.765.965
	Dólares	Pesos chileno	167.691.024	30.131	167.721.155	40.174	40.174	40.174	40.174	775.442	936.138	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	1.000.673
	Dólares	Reales	594.838	1.784.519	2.379.357	2.379.358	76.238.098	82.281	82.281	2.075.737	80.857.755	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	2.247.602	2.579.921
	Dólares	Soles	5.811.426	41.022.019	46.833.445	37.769.855	17.620.989	26.948.902	4.592.680	11.226.450	98.158.876	31.821.714	32.310.979	64.132.693	28.734.262	34.555.459	13.529.933	22.582.038	10.086.341	109.488.033
	Dólares	Peso Argentino	538.118	1.799.227	2.337.345	7.383.183	1.671.702	1.735.462	2.441.274	19.410.276	32.641.897	4.492.243	1.964.285	6.456.528	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	34.697.338
TOTAL PASIVOS			174.635.406	44.635.896	219.271.302	47.572.570	95.570.963	28.806.819	7.156.409	33.487.905	212.594.666	39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	147.765.965

ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

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

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 30-09-2016											
	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	641.703.047	113.101.677	38.162.421	24.545.422	16.868.776	14.717.549	14.155.865	13.317.086	6.047.687	114.408.955	997.028.485	61.117.754
Provisión de deterioro	(1.928.783)	(1.322.985)	(666.699)	(719.482)	(7.757.454)	(7.440.435)	(6.627.960)	(2.866.644)	(2.497.209)	(90.875.698)	(122.703.349)	(11.500.432)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	214.763.761	-	-	-	-	-	-	-	-	-	214.763.761	295.073.093
Provisión de deterioro	(1.358.643)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.358.643)	-
Total	853.179.382	111.778.692	37.495.722	23.825.940	9.111.322	7.277.114	7.527.905	10.450.442	3.550.478	23.533.257	1.087.730.254	344.690.415

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2015											
	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	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	859.695.602	82.274.666
Provisión de deterioro	(1.402.962)	(682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.937.434)	(6.841.473)	(7.231.279)	(52.413.506)	(105.124.334)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	334.685.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	334.685.900	316.421.198
Provisión de deterioro	(1.125.601)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.125.601)	-
Total	909.197.681	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	1.088.131.567	398.695.864

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 30-09-2016						Saldo al 31-12-2015					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	9.943.085	673.451.975	153.513	29.368.826	10.096.598	702.820.801	9.496.241	629.928.769	195.019	29.386.241	9.691.260	659.315.010
Entre 1 y 30 días	2.769.360	108.245.119	85.665	4.856.558	2.855.025	113.101.677	2.104.270	65.980.622	80.275	3.769.265	2.184.545	69.749.887
Entre 31 y 60 días	426.663	35.101.783	10.397	3.060.638	437.060	38.162.421	285.256	34.798.871	6.727	1.923.286	291.983	36.722.157
Entre 61 y 90 días	188.415	22.054.920	7.825	2.490.502	196.240	24.545.422	77.855	14.036.045	7.552	1.651.071	85.407	15.687.116
Entre 91 y 120 días	166.823	14.845.061	6.794	2.023.715	173.617	16.868.776	177.160	19.282.854	5.840	1.466.178	183.000	20.749.032
Entre 121 y 150 días	137.607	12.918.413	6.890	1.799.136	144.497	14.717.549	172.778	11.272.010	6.289	1.352.587	179.067	12.624.597
Entre 151 y 180 días	115.062	12.620.194	6.087	1.535.671	121.149	14.155.865	111.678	24.222.662	6.415	1.158.385	118.093	25.381.047
Entre 181 y 210 días	75.448	11.929.358	4.919	1.387.728	80.367	13.317.086	94.221	9.312.808	4.390	1.097.516	98.611	10.410.324
Entre 211 y 250 días	60.690	4.812.362	3.164	1.235.325	63.854	6.047.687	55.382	8.049.056	4.688	1.027.633	60.070	9.076.689
Superior a 251 días	361.053	95.264.765	40.942	19.144.190	401.995	114.408.955	618.700	78.781.681	8.092	3.472.728	626.792	82.254.409
Total	14.244.206	991.243.950	326.196	66.902.289	14.570.402	1.058.146.239	13.193.541	895.665.378	325.287	46.304.890	13.518.828	941.970.268

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 30-09-2016		Saldo al 31-12-2015	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1.877.887	23.834.612	1.872.073	23.354.556
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	5.157	17.143.410	4.219	16.044.580
Total	1.883.044	40.978.022	1.876.292	39.399.136

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

c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	30-09-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Provisión cartera no repactada	55.768.176	25.846.624
Provisión cartera repactada	10.155.429	6.081.295
Castigos del período	(8.995.329)	(23.480.578)
Recuperos del período	-	14.962.098
Total	56.928.276	23.409.439

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	30-09-2016		31-12-2015	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M\$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M\$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M\$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	3.732.531	8.241.331	199.988	557.364
Monto de las operaciones	29.846.916	56.928.276	11.043.157	46.890.017

ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 30-09-2016											Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 365 días M\$		
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	193.017.235	13.068.839	1.756.677	1.344.399	441.553	402.686	236.106	6.730.680	394.473	9.043.836	49.410.753	275.847.237	36.560.064
-Grandes Clientes	75.174.029	10.830.729	236.001	455.490	23.869	330.450	127.972	214.151	334.820	8.848.796	19.720	96.596.027	-
-Clientes Institucionales	69.758.176	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.758.176	36.550.000
-Otros	48.085.030	2.238.110	1.520.676	888.909	417.684	72.236	108.134	6.516.529	59.653	195.040	49.391.033	109.493.034	10.064
Provisión Deterioro	(1.118.342)	-	(9.766)	-	(121.273)	-	-	(6.054)	-	(4.951.187)	(48.770.141)	(54.976.763)	-
Servicios no facturados	81.525.670	163.195	-	-	-	-	-	-	-	-	-	81.688.865	28.669.972
Servicios facturados	111.491.565	12.905.644	1.756.677	1.344.399	441.553	402.686	236.106	6.730.680	394.473	9.043.836	49.410.753	194.158.372	7.890.092
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	448.685.812	100.032.838	36.405.744	23.201.023	16.427.223	14.314.863	13.919.759	6.586.406	5.653.214	29.601.616	26.352.750	721.181.248	24.557.690
-Clientes Masivos	302.060.666	77.825.706	23.419.300	7.827.668	8.224.912	7.386.331	6.725.018	2.489.877	1.653.714	17.570.347	11.245.018	466.428.557	16.950.288
-Grandes Clientes	97.773.709	11.518.730	6.576.898	2.537.262	4.180.745	3.506.162	4.262.351	1.364.536	1.752.957	5.246.565	13.321.075	152.040.990	4.411.604
-Clientes Institucionales	48.851.437	10.688.402	6.409.546	12.836.093	4.021.566	3.422.370	2.932.390	2.731.993	2.246.543	6.784.704	1.786.657	102.711.701	3.195.798
Provisión Deterioro	(810.441)	(1.322.985)	(656.933)	(719.482)	(7.636.181)	(7.440.435)	(6.627.960)	(2.860.590)	(2.497.209)	(21.787.147)	(15.367.223)	(67.726.586)	(11.500.432)
Servicios no facturados	204.148.391	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	204.148.391	-
Servicios facturados	244.537.421	100.032.838	36.405.744	23.201.023	16.427.223	14.314.863	13.919.759	6.586.406	5.653.214	29.601.616	26.352.750	517.032.857	24.557.690
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	641.703.047	113.101.677	38.162.421	24.545.422	16.868.776	14.717.549	14.155.865	13.317.086	6.047.687	38.645.452	75.763.503	997.028.485	61.117.754
Total Provisión Deterioro	(1.928.783)	(1.322.985)	(666.699)	(719.482)	(7.757.454)	(7.440.435)	(6.627.960)	(2.866.644)	(2.497.209)	(26.738.334)	(64.137.364)	(122.703.349)	(11.500.432)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	639.774.264	111.778.692	37.495.722	23.825.940	9.111.322	7.277.114	7.527.905	10.450.442	3.550.478	11.907.118	11.626.139	874.325.136	49.617.322

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



Grupo Enel

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 31-12-2015												Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 365 días M\$			
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	214.520.868	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	-	296.761.646	55.582.276	
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.996	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.646	-	142.976.051	-	
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	52.371.150	
-Otros	32.373.023	892.892	54.037	154.403	24.463	30.266	318.316	26.930	43.276	43.070.699	-	76.988.305	3.211.126	
Provisión Deterioro	(212.623)	-	-	(363.070)	-	-	(415.609)	(2.735.412)	-	(45.093.112)	-	(48.819.826)	-	
Servicios no facturados	89.723.981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.723.981	32.993.708	
Servicios facturados	124.796.887	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	-	207.037.665	22.588.568	
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	362.519.476	59.434.092	32.832.496	11.727.717	16.990.443	8.953.233	21.511.874	5.190.470	8.958.091	34.816.064	-	562.933.956	26.692.390	
-Clientes Masivos	217.119.041	36.222.800	21.046.214	7.845.767	5.350.487	5.742.028	18.419.905	2.598.396	6.157.123	10.208.043	-	330.709.804	13.043.874	
-Grandes Clientes	99.833.365	12.867.396	6.598.117	1.338.886	1.095.541	996.107	1.253.697	767.947	850.748	21.559.120	-	147.160.924	3.424.933	
-Clientes Institucionales	45.567.070	10.343.896	5.188.165	2.543.064	10.544.415	2.215.098	1.838.272	1.824.127	1.950.220	3.048.901	-	85.063.228	10.223.583	
Provisión Deterioro	(1.190.339)	(682.398)	(1.571.631)	(1.646.526)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.521.825)	(4.106.061)	(7.231.279)	(7.320.394)	-	(56.304.508)	-	
Servicios no facturados	173.794.483	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173.794.483	-	
Servicios facturados	188.724.993	59.434.092	32.832.496	11.727.717	16.990.443	8.953.233	21.511.874	5.190.470	8.958.091	34.816.064	-	389.139.473	26.692.390	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	-	859.695.602	82.274.666	
Total Provisión Deterioro	(1.402.962)	(682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(5.939.987)	(7.094.068)	(19.937.434)	(6.841.473)	(7.231.279)	(52.413.506)	-	(105.124.334)	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	575.637.382	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	-	754.571.268	82.274.666	

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 30-09-2016												
	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\$	Morosidad superior a 365 días M\$	Total cartera bruta corriente M\$	Total cartera bruta no corriente M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN													
Cartera no repactada	186.777.966	13.038.468	1.716.232	1.303.216	426.082	385.366	201.982	6.695.607	378.760	57.660.751	-	268.584.430	36.560.064
-Grandes Clientes	75.174.029	10.830.729	236.001	455.490	23.869	330.450	127.972	214.151	334.820	8.868.515	-	96.596.026	-
-Clientes Institucionales	69.758.176	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	69.758.176	36.550.000
-Otros	41.845.761	2.207.739	1.480.231	847.726	402.213	54.916	74.010	6.481.456	43.940	48.792.236	-	102.230.228	10.064
Cartera repactada	6.239.269	30.371	40.445	41.183	15.471	17.320	34.123	35.073	15.713	793.836	-	7.262.804	-
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	6.239.269	30.371	40.445	41.183	15.471	17.320	34.123	35.073	15.713	793.836	-	7.262.804	-
DISTRIBUCIÓN													
Cartera no repactada	445.777.490	95.206.651	33.385.551	20.751.704	14.418.979	12.533.047	12.418.212	5.233.751	4.433.602	37.604.014	-	681.763.001	4.336.455
-Clientes Masivos	299.651.007	74.883.361	21.495.728	6.318.371	6.992.658	6.350.299	5.909.910	1.808.414	1.113.878	22.694.295	-	447.217.921	3.665.075
-Grandes Clientes	97.402.899	10.584.900	6.274.962	2.368.691	4.019.944	3.358.539	4.142.163	1.257.850	1.641.428	8.285.764	-	139.337.140	671.380
-Clientes Institucionales	48.723.584	9.738.390	5.614.861	12.064.642	3.406.377	2.824.209	2.366.139	2.167.487	1.678.296	6.623.955	-	95.207.940	-
Cartera repactada	2.908.322	4.826.187	3.020.193	2.449.319	2.008.244	1.781.816	1.501.548	1.352.655	1.219.612	18.350.354	-	39.418.250	20.221.235
-Clientes Masivos	2.409.660	2.942.345	1.923.572	1.509.297	1.232.252	1.036.032	815.110	681.463	539.836	2.115.907	-	15.205.474	13.285.213
-Grandes Clientes	370.809	933.830	301.936	168.570	160.802	147.623	120.188	106.686	111.529	1.596.924	-	4.018.897	3.740.224
-Clientes Institucionales	127.853	950.012	794.685	771.452	615.190	598.161	566.250	564.506	568.247	14.637.523	-	20.193.879	3.195.798
Total cartera bruta	641.703.047	113.101.677	38.162.421	24.545.422	16.868.776	14.717.549	14.155.865	13.317.086	6.047.687	114.408.955	-	997.028.485	61.117.754

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2015												Total cartera bruta corriente M\$	Total cartera bruta no corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 365 días M\$	Total cartera bruta corriente M\$		
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN														
Cartera no repactada	209.710.717	10.292.925	3.835.624	3.934.142	3.734.126	3.641.098	3.839.625	5.192.924	75.322	47.048.299	-	291.304.802	-	
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.997	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.645	-	142.976.051	-	
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	-	
-Otros	27.562.872	870.022	-	129.145	-	-	288.768	-	-	42.680.654	-	71.531.461	-	
Cartera repactada	4.810.151	22.870	54.037	25.257	24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	-	5.456.843	-	
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-Otros	4.810.151	22.870	54.037	25.257	24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	-	5.456.843	-	
DISTRIBUCIÓN														
Cartera no repactada	360.318.915	55.687.697	30.963.247	10.101.903	15.548.728	7.630.912	20.383.037	4.119.884	7.973.734	31.733.382	-	544.461.439	-	
-Clientes Masivos	215.638.939	34.316.549	19.859.514	6.818.125	4.452.336	4.953.953	17.774.987	2.008.723	5.629.594	8.660.803	-	320.113.523	-	
-Grandes Clientes	99.340.127	11.546.722	6.337.137	1.122.596	936.511	831.176	1.130.633	643.942	736.404	4.107.633	-	126.732.881	-	
-Clientes Institucionales	45.339.849	9.824.426	4.766.596	2.161.182	10.159.881	1.845.783	1.477.417	1.467.219	1.607.736	18.964.946	-	97.615.035	-	
Cartera repactada	2.200.561	3.746.395	1.869.249	1.625.814	1.441.715	1.322.321	1.128.837	1.070.586	984.357	3.082.683	-	18.472.518	-	
-Clientes Masivos	1.480.102	1.906.252	1.186.699	1.027.641	898.152	788.075	644.917	589.672	527.529	1.547.241	-	10.596.280	-	
-Grandes Clientes	493.237	1.320.673	260.980	216.290	159.030	164.931	123.064	124.005	114.344	428.743	-	3.405.297	-	
-Clientes Institucionales	227.222	519.470	421.570	381.883	384.533	369.315	360.856	356.909	342.484	1.106.699	-	4.470.941	-	
Total cartera bruta	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	-	859.695.602	-	

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

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

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL				
	30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015		30-09-2016		31-12-2015		
	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	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
BALANCE																					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	759.602	247.700	312.398	231.744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	244.727	7.258	-	5.967	1.004.329	254.958	312.398	237.711
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	89.130.891	5.103.475	91.292.198	3.767.410	32.589.531	4.134.233	39.545.565	5.091.255	104.122.515	52.376	26.291.133	114.662	99.842.511	6.182.636	95.783.612	4.867.959	325.685.448	15.472.720	252.912.508	13.841.286	
Total Activo estimado	89.890.493	5.351.175	91.604.596	3.999.154	32.589.531	4.134.233	39.545.565	5.091.255	104.122.515	52.376	26.291.133	114.662	100.087.238	6.189.894	95.783.612	4.873.926	326.689.777	15.727.678	253.224.906	14.078.997	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	59.313	98.926	43.386	85.780	-	-	-	-	-	-	-	-	2.606.300	-	1.107.814	-	2.665.613	98.926	1.151.200	85.780	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23.739.960	6.053.571	21.741.708	5.032.612	16.797.560	4.300.489	25.029.210	4.373.789	42.934.791	-	8.559.240	-	112.484.427	2.660.495	167.569.844	3.833.787	195.956.738	13.014.555	222.900.002	13.240.188	
Total Pasivo estimado	23.799.273	6.152.497	21.785.094	5.118.392	16.797.560	4.300.489	25.029.210	4.373.789	42.934.791	-	8.559.240	-	115.090.727	2.660.495	168.677.658	3.833.787	198.622.351	13.113.481	224.051.202	13.325.968	

	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL				
	30-09-2016		30-06-2015		30-09-2016		30-06-2015		30-09-2016		30-06-2015		30-09-2016		30-06-2015		30-09-2016		30-06-2015		
	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	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
RESULTADO																					
Venta Energía	87.740.188	5.188.891	99.758.456	5.554.482	34.029.655	4.316.923	39.403.304	4.611.419	114.207.475	56.743	27.214.987	82.170	94.647.335	5.906.509	98.892.084	5.805.881	330.624.653	15.469.066	265.268.831	16.053.952	
Compra de Energía	23.077.515	6.028.853	32.009.500	6.123.313	17.523.342	4.439.693	22.502.870	4.662.289	46.514.986	-	10.742.472	-	108.835.360	2.515.893	169.627.306	4.448.708	195.951.203	12.984.439	234.882.147	15.234.310	

ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	30-09-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	70.925.493	162.219.333	233.144.826	-	107.441.015	179.688.300	287.129.315
Entre 31 y 60 días	-	13.796.111	42.292.738	56.088.849	-	13.041.611	16.446.525	29.488.136
Entre 61 y 90 días	-	-	1.405.654	1.405.654	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	1.609.854	1.609.854	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	4.296.167	4.296.167	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	2.848.583	2.848.583	-	-	2.278.233	2.278.233
Total	-	84.721.604	214.672.329	299.393.933	-	120.482.626	198.413.058	318.895.684

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	30-09-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	-	6.634.698	6.634.698	-	-	10.249.865	10.249.865
Entre 31 y 60 días	-	-	11.471.747	11.471.747	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	1.685.659	1.685.659	-	-	-	-
Más de 180 días	-	-	66.975.610	66.975.610	-	-	87.506.351	87.506.351
Total	-	-	86.767.714	86.767.714	-	-	97.756.216	97.756.216