



---

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

# **ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**

**correspondientes al periodo terminado  
al 31 de marzo de 2015**

## **ENERSIS S.A. y FILIALES**

**Miles de Pesos**

---

**El presente documento consta de 2 secciones:**

- Estados Financieros Consolidados**
- Notas a los Estados Financieros Consolidados**

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

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.310.481.792	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	8	219.673.188	99.455.403
Otros activos no financieros corriente		169.798.730	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	1.920.832.071	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10	27.897.422	18.441.340
Inventarios corrientes	11	138.594.752	133.520.154
Activos por impuestos corrientes	12	134.025.665	110.572.522
<b>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</b>		<b>3.921.303.620</b>	<b>3.923.519.925</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	-	7.978.963
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>3.921.303.620</b>	<b>3.931.498.888</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros no corrientes	8	462.819.323	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes		69.683.629	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	253.228.209	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	472.665	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	73.276.151	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	1.010.957.757	1.168.212.056
Plusvalía	16	1.354.635.196	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	17	8.177.607.655	8.234.215.719
Propiedad de inversión	18	8.497.703	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	19	169.246.547	193.637.874
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>11.580.424.835</b>	<b>11.989.823.428</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>		<b>15.501.728.455</b>	<b>15.921.322.316</b>

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

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

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	20	408.320.125	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	2.265.768.851	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	130.864.756	143.680.622
Otras provisiones corrientes	24	73.643.963	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	12	112.743.462	115.472.313
Otros pasivos no financieros corrientes		119.027.094	129.275.589
<b>Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta</b>		<b>3.110.368.251</b>	<b>3.189.333.837</b>
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	-	5.488.147
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>3.110.368.251</b>	<b>3.194.821.984</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	3.106.700.990	3.289.097.528
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	259.713.834	159.385.521
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	-	-
Otras provisiones no corrientes	24	181.955.059	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	19	475.758.898	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	245.044.428	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes		44.412.200	53.262.800
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>		<b>4.313.585.409</b>	<b>4.447.281.586</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>7.423.953.660</b>	<b>7.642.103.570</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	26.1	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias acumuladas		3.204.808.881	3.051.734.445
Prima de emisión	26.1	-	-
Otras reservas	26.5	(2.945.854.618)	(2.654.206.384)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>6.063.402.249</b>	<b>6.201.976.047</b>
Participaciones no controladoras	26.6	2.014.372.546	2.077.242.699
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>		<b>8.077.774.795</b>	<b>8.279.218.746</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>15.501.728.455</b>	<b>15.921.322.316</b>

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditado)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)		Nota	enero - marzo	
			2015 M\$	2014 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	27	1.740.212.900	1.501.376.848	
Otros ingresos, por naturaleza	27	135.818.345	70.420.069	
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>		<b>1.876.031.245</b>	<b>1.571.796.917</b>	
Materias primas y consumibles utilizados	28	(1.054.741.914)	(913.293.042)	
<b>Margen de Contribución</b>		<b>821.289.331</b>	<b>658.503.875</b>	
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	15.901.741	14.914.742	
Gastos por beneficios a los empleados	29	(152.144.668)	(119.226.811)	
Gasto por depreciación y amortización	30	(117.359.115)	(111.307.756)	
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(11.002.357)	(7.549.259)	
Otros gastos por naturaleza	31	(160.518.517)	(140.297.851)	
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>396.166.415</b>	<b>295.036.940</b>	
Otras ganancias (pérdidas)	32	4.171.590	4.823.738	
Ingresos financieros	33	43.124.841	73.927.821	
Costos financieros	33	(111.007.142)	(100.269.617)	
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	1.497.446	6.970.934	
Diferencias de cambio	33	(7.637.296)	(30.966.738)	
Resultado por unidades de reajuste	33	(129.670)	(4.051.788)	
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>326.186.184</b>	<b>245.471.290</b>	
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	34	(95.102.024)	(125.276.469)	
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>231.084.160</b>	<b>120.194.821</b>	
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>231.084.160</b>	<b>120.194.821</b>	
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		153.074.436	76.810.944	
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	78.009.724	43.383.877	
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>231.084.160</b>	<b>120.194.821</b>	
<b>Ganancia por acción básica</b>				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	3,12	1,56	
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	3,12	1,56	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	
<b>Ganancias por acción diluidas</b>				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	3,12	1,56	
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	3,12	1,56	
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76	

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

Por los periodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditado)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - marzo	
		2015 M\$	2014 M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>231.084.160</b>	<b>120.194.821</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	25.2.b	-	62.793
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período</b>		<b>-</b>	<b>62.793</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(355.284.914)	267.626.005
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(265.463)	2.458
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	14.1	(655)	(459.796)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(31.754.744)	(29.470.497)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		1.917.093	(3.535.862)
<b>Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período</b>		<b>(385.388.683)</b>	<b>234.162.308</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>(385.388.683)</b>	<b>234.225.101</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		-	(12.559)
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período</b>		<b>-</b>	<b>(12.559)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		8.043.329	5.801.220
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(1.167)	(492)
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período</b>		<b>8.042.162</b>	<b>5.800.728</b>
<b>Total Otro resultado integral</b>		<b>(377.346.521)</b>	<b>240.013.270</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>(146.262.361)</b>	<b>360.208.091</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		(138.573.798)	255.757.270
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(7.688.563)	104.450.821
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>(146.262.361)</b>	<b>360.208.091</b>

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### Estado de cambio en el Patrimonio Neto

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditados)

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas
<b>Saldo Inicial al 01/01/2015</b>	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
<b>Cambios en patrimonio</b>												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									153.074.436	153.074.436	78.009.724	231.084.160
Otro resultado integral			(277.926.361)	(13.622.688)	-	(98.793)	(392)	(291.648.234)		(291.648.234)	(85.698.287)	(377.346.521)
Resultado integral										(138.573.798)	(7.688.563)	(146.262.361)
Dividendos									-	-	(55.181.590)	(55.181.590)
Total de cambios en patrimonio	-	-	(277.926.361)	(13.622.688)	-	(98.793)	(392)	(291.648.234)	153.074.436	(138.573.798)	(62.870.153)	(201.443.951)
<b>Saldo Final al 31/03/2015</b>	5.804.447.986	-	(242.771.487)	(83.027.365)	-	(84.747)	(2.619.971.019)	(2.945.854.618)	3.204.808.881	6.063.402.249	2.014.372.546	8.077.774.795

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Otras Reservas					Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias					Otras reservas
<b>Saldo Inicial al 01/01/2014</b>	5.669.280.725	158.759.648	(56.022.016)	(3.086.726)	-	11.811	(2.414.023.486)	(2.473.120.417)	2.813.634.297	6.168.554.253	2.338.910.608	8.507.464.861
<b>Cambios en patrimonio</b>												
Resultado Integral												
Ganancia (pérdida)									76.810.944	76.810.944	43.383.877	120.194.821
Otro resultado integral			195.885.964	(16.648.149)	(17.787)	2.083	(275.785)	178.946.326		178.946.326	61.066.944	240.013.270
Resultado integral										255.757.270	104.450.821	360.208.091
Emisión de patrimonio	-	-							-	-	-	-
Dividendos									-	-	(209.095.998)	(209.095.998)
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	17.787	-	22.228	40.015	(17.787)	22.228	(22.228)	-
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			28.385.172				(104.690.802)	(76.305.630)	-	(76.305.630)	(57.942.530)	(134.248.160)
Total de cambios en patrimonio	-	-	224.271.136	(16.648.149)	-	2.083	(104.944.359)	102.680.711	76.793.157	179.473.868	(162.609.935)	16.863.933
<b>Saldo Final al 31/03/2014</b>	5.669.280.725	158.759.648	168.249.120	(19.734.875)	-	13.894	(2.518.967.845)	(2.370.439.706)	2.890.427.454	6.348.028.121	2.176.300.673	8.524.328.794

## ENERSIS Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 (no auditado)

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - marzo	
		2015 M\$	2014 M\$
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>			
<b>Clases de cobros por actividades de operación</b>			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.970.948.471	1.816.900.268
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		10.091.984	10.583.917
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		6.411.352	-
Otros cobros por actividades de operación		212.499.640	117.847.372
<b>Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.097.893.027)	(1.056.018.684)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(151.821.721)	(131.483.388)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(14.486.203)	(13.485.553)
Otros pagos por actividades de operación		(364.378.260)	(356.396.672)
<b>Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones</b>			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(108.756.459)	(107.486.019)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(73.704.081)	(62.110.238)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>388.911.696</b>	218.351.003
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.e	24.970.298	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		57.375.635	627.610.297
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(189.816.702)	(99.511.620)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(1.785.000)	(2.805.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		-	15.100
Compras de propiedades, planta y equipo		(295.649.828)	(173.599.292)
Compras de activos intangibles		(72.333.246)	(61.622.732)
Compras de otros activos a largo plazo		-	(1.011.108)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(171.417)	(3.290.774)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		5.765.194	8.360.096
Dividendos recibidos		-	563
Intereses recibidos		16.185.913	29.919.573
Otras entradas (salidas) de efectivo		1.365.418	6.081.562
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(454.093.735)</b>	330.146.665
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		-	(132.469.385)
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>		<b>7.552.723</b>	43.699.374
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		4.241.145	43.697.715
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		3.311.578	1.659
Pagos de préstamos		(113.388.718)	(298.268.310)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(4.868.863)	(2.395.759)
Dividendos pagados		(124.854.974)	(129.702.056)
Intereses pagados		(73.853.637)	(69.939.326)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(3.074.925)	(122.824.303)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(312.488.394)</b>	(711.899.765)
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios</b>		<b>(377.670.433)</b>	(163.402.097)
<b>Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo</b>			
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo		(16.622.968)	31.862.388
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(394.293.401)</b>	(131.539.709)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	7	1.704.775.193	1.606.387.569
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>		<b>1.310.481.792</b>	1.474.847.860

**ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES**

**NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS**

1.	ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2.	BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS .....	12
2.1	Principios contables.....	12
2.2	Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3	Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.....	14
2.4	Entidades filiales.....	15
2.4.1	Variaciones del perímetro de consolidación.....	16
2.4.2	Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.....	16
2.4.3	Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.....	16
2.5	Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos .....	16
2.6	Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	17
3.	CRITERIOS CONTABLES APLICADOS .....	19
a)	Propiedades, planta y equipo.....	19
b)	Propiedad de inversión.....	21
c)	Plusvalía.....	21
d)	Activos intangibles distintos de la plusvalía.....	22
d.1)	Concesiones.....	22
d.2)	Gastos de investigación y desarrollo.....	23
d.3)	Otros activos intangibles.....	23
e)	Deterioro del valor de los activos.....	23
e.1)	Activos no financieros (excepto inventarios y activos por impuestos diferidos).....	23
e.2)	Activos financieros.....	24
f)	Arrendamientos.....	24
g)	Instrumentos financieros.....	25
g.1)	Activos financieros no derivados.....	25
g.2)	Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.....	26
g.3)	Pasivos financieros excepto derivados.....	26
g.4)	Derivados y operaciones de cobertura.....	26
g.5)	Valor razonable de los instrumentos derivados.....	27
g.6)	Baja de activos y pasivos financieros.....	27
g.7)	Compensación de activos y pasivos financieros.....	28
h)	Medición del valor razonable.....	28
i)	Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	28
j)	Inventarios.....	29
k)	Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.....	29
l)	Acciones propias en cartera.....	29
m)	Provisiones.....	29
m.1)	Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.....	30
n)	Conversión de saldos en moneda extranjera.....	30
o)	Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.....	30
p)	Impuesto a las ganancias.....	31
q)	Reconocimiento de ingresos y gastos.....	32
r)	Ganancia (pérdida) por acción.....	33
s)	Dividendos.....	33
t)	Gastos de emisión y colocación de acciones.....	33
u)	Estado de flujos de efectivo.....	33
4.	REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	34
4.1	Marco regulatorio:.....	34



4.2	Revisiones tarifarias:.....	39
5.	COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA .....	43
6.	AUMENTO DE CAPITAL .....	46
7.	EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO.....	48
8.	OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	49
9.	CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	49
10.	SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	51
10.1	Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	51
a)	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	51
b)	Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	52
c)	Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: .....	53
10.2	Directorio y personal clave de la gerencia .....	54
10.3	Retribución del personal clave de la gerencia.....	56
a)	Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia .....	56
b)	Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. ....	56
10.4	Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	56
11.	INVENTARIOS.....	57
12.	ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	57
13.	ACTIVOS NO CORRIENTES O GRUPOS DE ACTIVOS PARA SU DISPOSICIÓN CLASIFICADOS COMO MANTENIDOS PARA LA VENTA.....	58
14.	INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	59
14.1.	Inversiones contabilizadas por el método de participación .....	59
15.	ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	61
16.	PLUSVALÍA.....	63
17.	PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	65
18.	PROPIEDAD DE INVERSIÓN.....	68
19.	IMPUESTOS DIFERIDOS.....	70
20.	OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	73
20.1	Préstamos que devengan intereses.....	73
20.2	Obligaciones No Garantizadas .....	75
20.3	Obligaciones Garantizadas .....	75
20.4	Deuda de cobertura.....	79
20.5	Otros aspectos.....	79
21.	POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	79
21.1	Riesgo de tasa de interés.....	79
21.2	Riesgo de tipo de cambio.....	80
21.3	Riesgo de commodities.....	80
21.4	Riesgo de liquidez.....	81
21.5	Riesgo de crédito.....	81
21.6	Medición del riesgo.....	82
22.	INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	83
22.1	Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	83
22.2	Instrumentos derivados.....	84
22.3	Jerarquías del valor razonable.....	86
23.	CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	87
24.	PROVISIONES.....	88
25.	OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	89
25.1	Aspectos generales: .....	89
25.2	Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: .....	89
26.	PATRIMONIO.....	94
26.1	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	94
26.2	Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	96
26.3	Gestión del capital.....	96

26.4	Restricciones a la disposición de fondos de las filiales .....	96
26.5	Otras Reservas .....	96
26.6	Participaciones no controladoras .....	97
27.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	100
28.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS. ....	100
29.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	101
30.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	101
31.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	101
32.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	102
33.	RESULTADO FINANCIERO.....	102
34.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	103
35.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	104
35.1	Criterios de segmentación.....	104
35.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	105
35.3	Países.....	108
35.4	Generación y Transmisión, y Distribución por países.....	111
36.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	117
36.1	Garantías directas.....	117
36.2	Garantías Indirectas.....	117
36.3	Litigios y arbitrajes.....	118
36.4	Restricciones financieras.....	133
36.5	Otras informaciones.....	138
37.	DOTACIÓN.....	141
38.	SANCIONES.....	142
39.	MEDIO AMBIENTE.....	157
40.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	159
41.	HECHOS POSTERIORES.....	161
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS: .....	164
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN: .....	166
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:.....	167
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA: .....	168
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:.....	173
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012: .....	175
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:.....	178
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA Y POTENCIA: .....	182
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES: .....	183

## ENERSIS S.A. Y SOCIEDADES FILIALES

### ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2015. (En miles de pesos)

---

#### 1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO

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

Enersis S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España; sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993 y en Latibex desde 2001.

Enersis es filial de Enel Iberoamérica S.R.L, entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A. (en adelante, Enel).

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente se modificaron los estatutos, y la existencia de nuestra compañía bajo su actual nombre, Enersis S.A., data desde el 1 de agosto de 1988. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 12.190 trabajadores al 31 de marzo de 2015. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre 2015 fue de 12.248 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 37.

Enersis tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes:

- (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
- (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
- (iii) las telecomunicaciones e informática, y
- (iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enersis correspondientes al ejercicio 2014 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 29 de enero de 2015, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2015, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

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

## 2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

### 2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados intermedios de Enersis al 31 de marzo de 2015, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 28 de abril de 2015, han sido preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

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

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

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

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

### 2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados</p> <p><i>El objetivo de esta enmienda es simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.</p>
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014</p>

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

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

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p><b>NIIF 14: Cuentas regulatorias diferidas</b></p> <p><i>El objetivo de este estándar intermedio es reducir las barreras a la adopción de las NIIF por parte de entidades que desarrollan actividades de tarifa regulada. Esta norma permite a quienes adoptan por primera vez las NIIF, y que cumplan los requisitos, continuar con sus anteriores políticas de contabilidad PCGA relacionadas con tarifa regulada, y establece requerimientos específicos de presentación de saldos y de revelaciones de información.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p><b>Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos</b></p> <p><i>Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p><b>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</b></p> <p><i>La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangible el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p><b>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</b></p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p><b>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</b></p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p><b>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</b></p> <p><i>Permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p><b>Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Divulgación</b></p> <p><i>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas para alentar aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación</p> <p><i>Las modificaciones de alcance restringido introducen aclaraciones a los requisitos para la contabilización de las entidades de inversión. Las modificaciones también proporcionan alivio en circunstancias particulares, lo que reducirá los costos de la aplicación de las Normas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016.</p>
<p>NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes</p> <p><i>Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2017</p>
<p>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>

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

### 2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.

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

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

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

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).

- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h)

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios. (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios

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

#### 2.4 Entidades filiales.

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

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

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

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

#### 2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

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

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

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

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

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

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

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

#### 2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

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

#### 2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

Aunque el Grupo Enersis posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A. (en adelante "Aysén"), tiene la consideración de "negocio conjunto" ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de la citada sociedad.

### 2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

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

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

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las el grupo ejerce control gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control. Los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad.



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

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

## 2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

Las sociedades filiales se consolidan, integrándose en los estados financieros consolidados la totalidad de sus activos, pasivos, ingresos, gastos y flujos de efectivo una vez realizados los ajustes y eliminaciones correspondientes de las operaciones intra Grupo.

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

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

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de la contraprestación transferida más el valor razonable de cualquier participación no controladora excede el valor razonable de los activos netos adquiridos de la filial, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de una compra a bajo precio, la ganancia resultante se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable estos montos.

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

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

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

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
  - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
  - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
  - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.

- d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro “Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).
- 4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
- 5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
- 6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método “pooling interest”. Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

### 3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

Los principales criterios contables aplicados en la elaboración de los estados financieros consolidados adjuntos, han sido los siguientes:

#### a) **Propiedades, planta y equipo.**

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre 5,1% y un 6,4% al 31 de marzo de 2015 (6,4% y 8,36% al 31 de marzo de 2014). El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 18.227.555, y M\$ 10.301.936 durante los períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014, respectivamente (ver Nota 33).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 15.005.791 y M\$ 11.832.367 durante los períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 24).

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

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	22 - 100
Planta y equipos	3 - 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 - 15
Instalaciones fijas y accesorios	5 - 21
Vehículos de motor	5 - 10
Otros	2 - 33

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
<b>Instalaciones de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35-65
Equipo electromecánico	10-85
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-35
Renovables	35
<b>Instalaciones de transporte y distribución:</b>	
Red de alta tensión	10-80
Red de baja y media tensión	7-62
Equipos de medida y telecontrol	3-76
Otras instalaciones	4-25
<b>Instalaciones de transporte de gas natural</b>	
Gasoductos	35

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

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación se presenta detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	73 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	8 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	72 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	72 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	13 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	2001	30 años	17 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	5 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	7 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y

equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

La administración del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la filial CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado).

Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil. Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

#### **b) Propiedad de inversión.**

El rubro “Propiedad de inversión” incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

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

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

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 18.

#### **c) Plusvalía.**

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre la participación del Grupo en el monto neto de los activos adquiridos y pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición. En el caso de que la determinación definitiva de la plusvalía se realice en los estados financieros del año siguiente al de la adquisición de la participación, los rubros del ejercicio anterior que se presentan a efectos comparativos se modifican para incorporar el valor de los activos adquiridos y los pasivos asumidos y de la plusvalía definitiva desde la fecha de adquisición de la participación.

La plusvalía surgida en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta del peso chileno se valora en la moneda funcional de la sociedad adquirida, realizándose la conversión a pesos chilenos al tipo de cambio vigente a la fecha del estado de situación financiera.

La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (ver Nota 3.e).

#### d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de marzo de 2015 y 2014, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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

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

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

##### d.1) Concesiones.

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios". Esta interpretación contable aplica si:

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

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m)

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los períodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2015 y 2014, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 895.950 y M\$ 3.082.375, respectivamente.

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

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

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

#### d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

El Grupo registra como activo intangible en el estado de situación financiera los costos de los proyectos en la fase de desarrollo, siempre que su viabilidad técnica y rentabilidad económica estén razonablemente aseguradas.

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del periodo. El monto de estos gastos al 31 de marzo de 2015 y 2014 ascendió a M\$ 554.250 y M\$ 1.576.329, respectivamente.

#### d.3) Otros activos intangibles.

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

#### e) Deterioro del valor de los activos.

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

A lo largo del periodo y fundamentalmente en la fecha de cierre del mismo, se evalúa si existe algún indicio de que algún activo hubiera podido sufrir una pérdida por deterioro. En caso de que exista algún indicio se realiza una estimación del monto recuperable de dicho activo para determinar, en su caso, el monto del deterioro. Si se trata de activos identificables que no generan flujos de caja de forma independiente, se estima la recuperabilidad de la Unidad Generadora de Efectivo (UGE) a la que pertenece el activo, entendiendo como tal el menor grupo identificable de activos que genera entradas de efectivo independientes.

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGEs a las que se han asignado plusvalías o activos intangibles con una vida útil indefinida, el análisis de su recuperabilidad se realiza de forma sistemática al cierre de cada periodo.

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

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las UGEs utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de 2014 y 2013, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

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

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

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

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

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación a los demás activos que la componen, prorrateando en función del valor contable de cada uno de ellos, con el límite de su valor razonable menos los costos de venta, o su valor de uso, y sin que pueda resultar un valor negativo.

Las pérdidas por deterioro reconocidas en un activo en periodos anteriores, son revertidas cuando se presentan indicios de que esta pérdida ya no existe o podría haber disminuido, aumentando el valor del activo con abono a resultados con el límite del valor en libros que el activo hubiera tenido de no haberse realizado el ajuste contable. En el caso de la plusvalía, los ajustes contables que se hubieran realizado no son reversibles.

#### e.2) Activos financieros.

Para determinar la necesidad de realizar un ajuste por deterioro en los activos financieros, se sigue el siguiente procedimiento:

- En el caso de los que tienen origen comercial, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 9) .
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados intermedios existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial (ver Notas 8 y 22).

#### f) Arrendamientos.

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

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables



similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

#### **g) Instrumentos financieros.**

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

##### **g.1) Activos financieros no derivados.**

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 14) y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

- **Cuentas comerciales por cobrar y Otras cuentas por cobrar y Cuentas por cobrar a empresas relacionadas:** Se registran a su costo amortizado, correspondiendo éste al valor razonable inicial, menos las devoluciones del principal efectuadas, más los intereses devengados no cobrados calculados por el método de la tasa de interés efectiva.

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 “Acuerdos de concesión de servicios” (ver Nota 8).

Estas inversiones figuran en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable cuando es posible determinarlo de forma fiable. En el caso de participaciones en sociedades no cotizadas o que tienen muy poca liquidez, normalmente el valor razonable no es posible determinarlo de forma fiable, por lo que, cuando se da esta circunstancia, se valoran por su costo de adquisición o por un monto inferior si existe evidencia de su deterioro.

Las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal, se registran en el estado de resultados integrales consolidado: Otros resultados integrales, hasta el momento en que se produce la enajenación de estas inversiones, momento en el que el monto acumulado en este rubro es imputado íntegramente en la ganancia o pérdida del ejercicio.

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el activo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del ejercicio.

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

## **g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.**

Bajo este rubro del estado de situación consolidado se registra el efectivo en caja, saldos en bancos, depósitos a plazo y otras inversiones a corto plazo, (igual o inferior a 90 días desde la fecha de inversión), de alta liquidez que son rápidamente realizables en caja y que tienen un bajo riesgo de cambios de su valor.

## **g.3) Pasivos financieros excepto derivados.**

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva (ver Nota 3.g.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 22, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

## **g.4) Derivados y operaciones de cobertura.**

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro “Otros activos financieros” y si es negativo en el rubro “Otros pasivos financieros”. Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro “Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar” y si es negativo en el rubro “Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar”.

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

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

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

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

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

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

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

La Sociedad también evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos e instrumentos financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal siempre que el conjunto no esté siendo contabilizado a valor razonable. En caso de no estar estrechamente relacionados, son registrados separadamente contabilizando las variaciones de valor directamente en el estado de resultados integrales.

#### **g.5) Valor razonable de los instrumentos derivados.**

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

- Para los derivados cotizados en un mercado activo, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre 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.

#### **g.6) Baja de activos y pasivos financieros.**

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aún retenidos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- La sociedad ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

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

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

### **g.7) Compensación de activos y pasivos financieros.**

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

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

### **h) Medición del valor razonable.**

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

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

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

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

**Nivel 1:** Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

**Nivel 2:** Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg"; y

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

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

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

### **i) Inversiones contabilizadas por el método de participación.**

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

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la

proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados intermedios, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enersis con cada una de estas entidades.

#### **j) Inventarios.**

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

#### **k) Activos no corrientes mantenidos para la venta y actividades interrumpidas.**

El Grupo clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las propiedades, plantas y equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

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

Los activos no corrientes mantenidos para la venta y los componentes de los grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se presentan en el estado de situación financiera consolidado de la siguiente forma: Los activos en una única línea denominada "Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta" y los pasivos también en una única línea denominada "Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta".

A su vez, el Grupo considera actividades interrumpidas las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas".

#### **l) Acciones propias en cartera.**

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del periodo. Al 31 de marzo de 2015 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer trimestre 2015 y ejercicio 2014 transacciones con acciones propias.

#### **m) Provisiones.**

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para el Grupo, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones

por el valor actual del monto más probable que se estima que el Grupo tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

#### **m.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares.**

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, tanto de prestación definida como de aportación definida, están instrumentados básicamente a través de planes de pensiones, excepto en lo relativo a determinadas prestaciones en especie, fundamentalmente los compromisos de suministro de energía eléctrica, para los cuales, dada su naturaleza, no se ha llevado a cabo la externalización y su cobertura se realiza mediante la correspondiente provisión interna.

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

Los compromisos por planes de prestación definida representan el valor actual de las obligaciones devengadas, una vez deducido el valor razonable de los activos aptos afectos a los distintos planes, cuando es aplicable.

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro “Provisiones por beneficios a los empleados” del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro “Otros activos financieros” del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 “NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración”.

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de “Otro resultado integral”.

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

#### **n) Conversión de saldos en moneda extranjera.**

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

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

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

#### **o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.**

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

provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

#### **p) Impuesto a las ganancias.**

El gasto por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, una vez aplicadas las deducciones que tributariamente son admisibles, más la variación de los activos y pasivos por impuestos diferidos y créditos tributarios, tanto por pérdidas tributarias como por deducciones. Las diferencias entre el valor contable de los activos y pasivos y su base tributaria generan los saldos de impuestos diferidos de activo o de pasivo, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen, considerando para tal efecto las tasas que al final del período sobre el que se informa hayan sido aprobadas o para las cuales se encuentre prácticamente terminado el proceso de aprobación.

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

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

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

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

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

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

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

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, y se efectúan las correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y los pasivos por impuestos diferidos se compensan en el estado de situación financiera, si se tiene el derecho legalmente exigible de compensar activos por impuestos corrientes contra pasivos por impuestos corrientes, y sólo si estos impuestos diferidos se relacionan con impuestos sobre las ganancias correspondientes a la misma autoridad fiscal.

#### q) Reconocimiento de ingresos y gastos.

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

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo y, en función del tipo de transacción, se siguen los siguientes criterios para su reconocimiento:

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

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

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

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

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

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no puede ser estimado en forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

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

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

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



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

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

#### r) **Ganancia (pérdida) por acción.**

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

Durante el primer trimestre de 2015 y ejercicio 2014, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

#### s) **Dividendos.**

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

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enersis, es prácticamente imposible, al cierre de cada año se determina el monto de la obligación por dividendo mínimo con los accionistas, neta de los dividendos provisorios que se hayan aprobado en el curso del ejercicio, y se registra contablemente en el rubro “Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar” y en el rubro “Cuentas por pagar a entidades relacionadas”, según corresponda, con cargo al Patrimonio Total.

Los dividendos provisorios y definitivos, se registran como menor “Patrimonio Total” en el momento de su aprobación por el órgano competente, que en el primer caso normalmente es el Directorio de la Sociedad, mientras que en el segundo la responsabilidad recae en la Junta General Ordinaria de Accionistas.

#### t) **Gastos de emisión y colocación de acciones.**

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

#### u) **Estado de flujos de efectivo.**

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

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

## 4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

### 4.1 Marco regulatorio:

#### Chile

El sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”) y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables (CER), el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: SIC (Sistema Interconectado Central), SING (Sistema Interconectado del Norte Grande), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, se extiende longitudinalmente por 2.400 km. uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km. El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que permitirá la interconexión del SIC con el SING.

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de servicio exigidos por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la cual son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías involucradas en la Generación y Transmisión en un sistema eléctrico interconectado deben coordinar sus operaciones en forma centralizada a través de un ente operador, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores.

Por tanto, la decisión de generación de cada empresa está supeditada al plan de operación del CDEC. Cada compañía, a su vez, puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta enero de 2015, los clientes con una capacidad conectada entre 500 kW y 2.000 kW podían elegir su condición entre libres y regulados. El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial una modificación legal que incrementó el límite de 2.000 kW a 5.000 kW. Los alcances de esta modificación legal se incluyen más adelante.

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

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

(iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el CDEC para lograr la operación económica del sistema, y los excesos (déficit) de su producción respecto de sus compromisos comerciales son transferidos mediante ventas (compras) a los otros generadores integrantes del CDEC. Para el caso de la energía, las transferencias son valoradas al costo marginal. Para la potencia, al precio de nudo correspondiente, según ha sido fijado semestralmente por la autoridad.

En Chile, la potencia por remunerar a cada generador depende de un cálculo realizado centralizadamente por el CDEC en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo. Este plazo de tres años cambió a cinco años, a raíz de la modificación legal publicada en enero de 2015.

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

El 29 de septiembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Reforma Tributaria, la que incluyó la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Para las emisiones de CO<sub>2</sub>, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

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

## Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de 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 consolidará en un fideicomiso para inversiones futuras.

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

Adicionalmente es importante mencionar que en el caso de Endesa Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015) y de las Unidades Turbopar (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.

Se espera para el mes de Abril 2015 una nueva Resolución que contemple la actualización de los valores remunerativos establecidos en la Resolución N° 529/2014 retroactivo a Febrero 2015. De acuerdo a las últimas novedades se espera un incremento del orden del 30% en los cargos fijos y variables, una remuneración especial para auto generadores de los grandes usuarios y una remuneración específica para centrales equipadas con grandes motores

## Brasil

Las legislaciones de Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes. Los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran ERNC.

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

De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

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

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

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

En Diciembre/14 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaran un aditivo al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA's y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación través de las tarifas. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permiten la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

## Colombia

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

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

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

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

## Perú

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y su Reglamento y el Reglamento de

Usuarios Libres de Electricidad, son las normas principales que integran el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú.

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

La expansión de la transmisión debe ser planificada mediante un Plan de Transmisión de carácter vinculante, elaborado por el COES SINAC y aprobado por el Ministerio de Energía y Minas previa opinión favorable de Osinergmin. Se distinguen dos tipos de instalaciones: a) El Sistema Garantizado de Transmisión, que es remunerado por la demanda y b) El Sistema Complementario de Transmisión, que es remunerado en forma compartida por los generadores y la demanda.

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

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

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

### Energías renovables no convencionales

- *En Chile*, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.
- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- *En Colombia*, en 2001 se expidió la Ley 697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se promulgó la Ley 1715, creado un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, en diciembre de 2014 la CREG publicó para comentarios hasta el 25 de enero de 2015, el Proyecto de Resolución 175 de 2014, "Por la que se reglamenta la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)", y 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.
- *En Perú* existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el Osinergmin, realiza subastas diferenciadas por tecnología para cumplirlo.

### Límites a la integración y concentración.

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina, Chile y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Chile no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. En Perú las integraciones están sujetas a autorización. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley N° 10.848/2004 y del Decreto N° 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

#### Mercado de clientes no regulados

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

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW (1)
Chile	> 500 kW (2)
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW (3)

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

(2): Los clientes entre 500 y 5.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 5.000 kW necesariamente son clientes libres. El límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

(3): En abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

#### 4.2 Revisiones tarifarias:

##### Aspectos Generales

En los cinco países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

##### Chile

En Chile, el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto tarifario N° 1T del Ministerio de Energía, cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 4 de noviembre de 2012 y regirá hasta el 3 de noviembre de 2016. El siguiente proceso de fijación de tarifas corresponderá realizarlo el 2016, para el período noviembre de 2016-noviembre de 2020.

El 9 de Abril de 2013 fue publicado el Decreto N° 14 del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de subtransmisión cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 1 de enero de 2011 y hasta el 31 de diciembre de 2014. Durante 2014 se desarrolló el proceso de revisión tarifaria de subtransmisión para el período 2015-2018. Cabe señalar que en la misma modificación a los procesos de licitación de energía para clientes regulados publicada el 29 de enero de 2015, se estableció que este decreto N° 14 tendrá, excepcionalmente, una vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.

Durante el primer trimestre de 2015, nuestra filial Chilectra reconoció provisiones por ventas y compras de energía y potencia, las cuales generaron una utilidad neta de M\$ 12.530.456 (utilidad neta por M\$ 75.313.324 en el ejercicio 2014), como resultado de la aplicación del decreto Precio Nudo Promedio (PNP).

## Argentina

En Argentina la primera revisión de tarifas de EDESUR prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008 se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

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

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

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida por las notas Secretaria de Energía N°6852/2013, N° 4012 N°486 y N° 1136 hasta diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

En marzo del 2015 la Secretaria de Energía emitió la Resolución SE N°32/2015 en la cual se establece a partir del 1° de febrero de 2015 un NUEVO CUADRO TARIFARIO TEÓRICO sin traslado del mismo a las tarifas de los clientes. La diferencia entre el cuadro teórico y el aplicado a usuarios se constituye en un ingreso adicional provisorio de la distribuidora, siendo ésta 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.

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

## Brasil

Por su parte, en Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (RTO) (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias (RTE), cuando se han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.



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

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

En junio de 2014 ANEEL presentó su propuesta para las metodologías que empleará en el 4° ciclo de revisiones tarifarias de las distribuidoras, las cuales están disponibles para comentarios de los agentes hasta el 1° de septiembre de 2014, y en una segunda ronda que empezó en Diciembre 2014 y va hasta Febrero 2015. Los temas más relevantes en discusión son: (i) revisión de la tasa de remuneración WACC real antes de impuestos, desde 11,36% a 12,26%; (ii) modificación de la base de remuneración regulatoria empleando benchmarking en parte de la base de activos (costos adicionales y componentes menores). La nueva metodología sería aplicada a COELCE en su revisión plurianual de abril de 2015, si la metodología sean publicadas a tiempo.

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

Para cubrir el sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores 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.

ANEEL aprobó en noviembre de 2014 un reglamento que permitió que las distribuidoras reconocieran activos y pasivos regulatorios. Hasta el momento los costos de compra de energía de un año se reconocían un año después en el siguiente proceso tarifario y se acumulaban en una cuenta regulatoria (activo regulatorio) pero no se podían registrar contablemente debido a la ausencia de un reglamento específico (Ver nota 9a).

Por otra parte, ANEEL aprobó en septiembre de 2014 la aplicación del sistema de banderas tarifarias. A partir de enero de 2015 se incluirá en la factura eléctrica un informativo de colores que indicarán al cliente la situación de los costos de generación del siguiente mes: i) verde: sin variación de la tarifa, ii) amarilla: incremento de 1,5 R\$ por cada 100 kWh, y iii) roja: incremento de 3,0 R\$ por cada 100 kWh. Con este mecanismo el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. La recaudación adicional obtenida por las distribuidoras por la aplicación de las banderas tarifarias será considerada al momento del reajuste tarifario anual. En febrero de 2015 los valores de las banderas fueron revisto por la ANEEL. La bandera amarilla pasó a ser de 2,5 R\$ por cada 100 kWh y la bandera roja de 5,5 R\$ por cada 100 kWh.

## Colombia

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

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

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

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución 179 de 2014, en el cual se propone la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado. Los

ingresos anuales estarán determinados por una Base Regulada de Activos (BRA) Neta y una tasa de retorno (Por definir en resolución separada) más la Recuperación del Capital. Se incluye un ingreso anual por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad.

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

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

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

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

### Perú

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

## 5. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA

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

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

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

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

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

### a) Contraprestación transferida

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

	<b>M\$</b>
Precio pagado total	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos	(16.070.521)
<b>Total pagado en efectivo</b>	<b>157.958.101</b>

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

### b) Costos relacionados con la adquisición

Endesa Chile incurrió en costos de M\$ 23.543 relacionados con la adquisición de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en 2014 en el rubro Otros gastos por naturaleza del estado de resultados integrales consolidado.

### c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

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

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

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

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

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

#### Conciliación de valores

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

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

#### d) Plusvalía

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

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

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

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

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Endesa Chile/Enersis hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, generando una ganancia de M\$ 21.006.456, al 31 de diciembre de 2014.

Ambos montos fueron registrados en el rubro “otras ganancias (pérdidas)” del estado de resultados integrales consolidado al 31 de diciembre de 2014.

## 6. AUMENTO DE CAPITAL

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

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

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

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

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

<u>Sociedad</u>	<u>Porcentaje aportado</u>
Empresa Distribuidora S.A.	6,23%
Enel Brasil S.A.	28,48%
Ampla Energía y Servicios S.A.:	7,70%
Ampla Inversiones y Servicios S.A.	7,70%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	4,38%
Emgesa S.A. E.S.P.	21,60%
Codensa S.A. E.S.P.	26,66%
Inversiones Distrilima S.A.	34,83%

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

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

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

<u>Sociedad</u>	<u>Porcentaje aportado (directa e indirectamente)</u>
Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.	100,00%
Endesa Camsa S.A.	55,00%
Generalima S.A.C.	100,00%
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	96,50%
Inversora Dock Sud S.A.	57,14%
Central Dock Sud S.A.	39,99%
Yacylec S.A.	22,22%

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

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

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

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

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

## 7. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

- a) La composición del rubro al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo en caja	1.259.197	1.264.361
Saldos en bancos	289.600.659	283.305.826
Depósitos a corto plazo	577.590.441	922.909.741
Otros instrumentos de renta fija	442.031.495	497.265.563
<b>Total</b>	<b>1.310.481.792</b>	<b>1.704.745.491</b>

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión.

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

Moneda	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
\$ Chilenos	613.365.914	687.912.363
\$ Argentinos	41.497.216	29.065.256
\$ Colombianos	125.811.823	357.337.537
Real Brasileño	152.156.690	197.723.752
Nuevo Sol Peruano	74.718.713	105.282.911
US\$ Estadounidenses	302.931.436	327.423.672
<b>Total</b>	<b>1.310.481.792</b>	<b>1.704.745.491</b>

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

Adquisiciones de subsidiarias	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importes por adquisiciones pagadas en efectivo y equivalentes al efectivo	-	(157.958.101)
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	-	120.303.339
<b>Total neto (*)</b>	<b>-</b>	<b>(37.654.762)</b>

(\*) Ver nota 5.

- d) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalente al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.310.481.792	1.704.745.491
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	-	29.702
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	<b>1.310.481.792</b>	<b>1.704.775.193</b>

(\*) Ver nota 13.

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

Pérdida de control en subsidiarias	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias (*)	25.000.000	57.173.142
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo	(29.702)	(16.311.571)
<b>Total neto</b>	<b>24.970.298</b>	<b>40.861.571</b>

(\*) Ver nota 2.4.1. y nota 32.



## 8. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.920.043	4.275.183
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	35.367	31.044
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*) (**)	-	-	420.890.071	492.923.605
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	176.328.940	38.301.763	25.929.102	26.340.396
Instrumentos derivados de cobertura (*)	2.111.592	1.414.588	12.043.769	7.229.290
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	38.527.155	52.677.337	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	2.705.501	7.061.715	971	22.002
<b>Total</b>	<b>219.673.188</b>	<b>99.455.403</b>	<b>462.819.323</b>	<b>530.821.520</b>

(\*) ver nota 22.1.a

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

(\*\*) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión.

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

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

a) La composición de este rubro al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-03-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>2.068.348.130</b>	<b>253.228.246</b>	<b>1.844.027.889</b>	<b>291.641.675</b>
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.406.481.574	198.799.770	1.275.999.654	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	661.866.556	54.428.476	568.028.235	88.709.195

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-03-2015		31-12-2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>1.920.832.071</b>	<b>253.228.209</b>	<b>1.681.686.903</b>	<b>291.641.675</b>
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.266.193.722	198.799.770	1.120.897.826	202.932.480
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	654.638.349	54.428.439	560.789.077	88.709.195

(1) Incluye principalmente al 31 de marzo de 2015, cuentas por cobrar al personal por M\$ 26.173.435 (M\$ 31.042.105 al 31 diciembre de 2014); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ 263.603.992 (M\$ 253.484.218 al 31 de diciembre de 2014); Resolución

SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 53.871.141 (M\$.- al 31 de diciembre de 2014) (ver nota 4.2), Impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 132.018.043 (M\$ 157.439.993 al 31 de diciembre de 2014); Cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como indemnizables los activos pendientes de recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por M\$ 136.611.200 (M\$ 150.387.462 al 31 de diciembre de 2014).

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el período terminado al 31 de marzo de 2015 y 2014.

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

b) Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	158.795.977	152.844.247
Con antigüedad entre tres y seis meses	19.280.041	14.297.179
Con antigüedad entre seis y doce meses	63.606.398	63.606.398
Con antigüedad mayor a doce meses	65.363.128	51.972.887
<b>Total</b>	<b>307.045.544</b>	<b>282.720.711</b>

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\$
<b>Saldo al 1 de enero de 2014</b>	<b>156.868.268</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.848.140
Montos castigados	(19.013.041)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	1.637.619
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>162.340.986</b>
Aumentos (disminuciones) del período (*)	9.550.857
Montos castigados	(7.695.226)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(16.680.521)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2015</b>	<b>147.516.096</b>

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

### Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver notas 3.e y 21.5).

d) Información adicional:

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

## 10. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

Las transacciones y saldos con entidades relacionadas se realizan en condiciones de mercado.

Las transacciones con entidades relacionadas han sido eliminadas en el proceso de consolidación y no se desglosan en esta nota.

A la fecha de los presentes estados financieros, no existen garantías otorgadas asociadas a los saldos entre entidades relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

La controladora de Enersis es la sociedad italiana Enel, S.p.A..

### 10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

#### a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	16.293	-	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	47.244	108.438	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	-	15.713	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	61.852	61.852	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	6.929	-	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	38.789	273.705	-	-
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	64	64	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	26.514	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	57.214	78.172	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	46.882	47.811	472.665	486.605
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	824.352	-	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	958	846.807	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	4.730.414	1.477.177	-	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Venta de Energía	Menos de 90 días	497.558	649.986	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	18.333.087	11.845.926	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	713.882	1.644.650	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Préstamos	Menos de 90 días	576.388	549.359	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	717.040	513.804	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	124.814	130.431	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	36.067	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	1.041.108	99.662	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	10.357	10.299	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	52.189	3.256	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	8	21.647	-	-
<b>Total</b>							<b>27.897.422</b>	<b>18.441.340</b>	<b>472.665</b>	<b>486.605</b>

## b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014
							M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Dividendos	Menos de 90 días	77.320	77.779	-	-
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	57.347.205	73.806.006	-	-
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	962.300	1.708.804	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	190.973	163.661	-	-
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	452.142	335.962	-	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US\$	Compra de Gas	Menos de 90 días	31.230.756	19.808.375	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Compra combustible	Menos de 90 días	2.083.975	2.881.032	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Derivados de commodities	Menos de 90 días	3.510.188	1.102.253	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	28.877.344	37.165.229	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	23.461	25.746	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	458.126	296.242	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	50.644	305.654	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	493.921	41.136	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	Soles	Otros servicios	Menos de 90 días	5.049	9.900	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	82.925	68.371	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	174.410	767.673	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.375	73.730	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	156.723	415.824	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	99.837	99.837	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.060.859	2.024.190	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	243.076	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	507.738	553.346	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	5.170	-	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeйда Solar Spa	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	212.107	-	-	-
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	Asociada	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	2.111	-	-	-
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	236.306	157.762	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.109.327	1.029.940	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	4.093	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	23.982	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	129.492	129.492	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	9.751	-	-	-
76.126.507-5	Parque Eolico Tallinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	44	-	-	-
Extranjera	Parque Eolico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH\$	Compra de Energía	Menos de 90 días	309.084	365.620	-	-
<b>Total</b>							<b>130.864.756</b>	<b>143.680.622</b>	-	-

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-03-2015 Totales M\$	31-03-2014 Totales M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	11.029	12.104
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	Intereses deuda financiera	-	(623.447)
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	-	(11.983)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(6.049.638)	(7.900.428)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	905.380	432.775
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Derivados de commodities	(3.140.021)	-
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Gas	(38.927.082)	(29.548.692)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(15.263.274)	(9.041.904)
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	15.883	15.409
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Venta de Energía	805.798	659.291
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	(256.878)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	Otras prestaciones de servicios	(78.519)	216.409
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(488.176)	(325.118)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	-	(3.805)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	-	(12.399)
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	-	34.529
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.225.288)	(1.170.001)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(31.756)	(46.434)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	31.783	29.212
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	59.565	313.555
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(141.232)	(930.060)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(914.548)	(1.011.197)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	77.627	(47.428)
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	37.708	36.504
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	8.703	17.899
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(235.024)	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	890.715	660.513
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otros ingresos de explotación	-	48.403
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	756.813	762.787
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(363.459)	(333.925)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Compras de Energía	-	(2.205.563)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Transporte de Gas	-	(5.838.023)
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Venta de Energía	-	1.858.145
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	Otros Ingresos financieros	-	135.633
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(354.485)	(339.496)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	-	57.623
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(10.140)	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	6.095	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(36.051)	(2.167.408)
<b>Total</b>					<b>(63.908.472)</b>	<b>(56.266.520)</b>

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

(1) Ver notas 2.4.1, 5 y 14.

## 10.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de marzo de 2015 fue elegido, en primera instancia, en la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2013. En sesión de Directorio celebrada el 4 de noviembre de 2014, fue designado el actual Presidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el periodo. El Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de abril de 2013.

### a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

No existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

- Otras transacciones

No existen otras transacciones distinta de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

### b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

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

En el evento que un Director de Enersis S.A. tenga participación en más de un Directorio de filiales y/o coligadas, nacionales o extranjeras, o se desempeñare como director o consejero de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las cuales Enersis S.A. ostente directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Enersis S.A. y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enersis S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

### Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará,

asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 38,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 18,00 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada.

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

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis al 31 de marzo de 2015 y 2014:

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2015			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff (1)	Presidente	enero - marzo 2015	24.640	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - marzo 2015	18.480	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar (2)	Director	enero - marzo 2015	12.320	-	4.131
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - marzo 2015	12.320	-	4.131
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2015	12.320	-	4.131
Extranjero	Andrea Brentan	Director	enero - marzo 2015	12.320	-	-
Extranjero	Alberto de Paoli (3)	Director	enero - marzo 2015	-	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>92.400</b>	<b>-</b>	<b>12.393</b>

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2014			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés (1)	Presidente	enero - marzo 2014	29.753	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - marzo 2014	19.992	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - marzo 2014	-	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (2)	Director	enero - marzo 2014	14.877	-	4.373
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - marzo 2014	14.877	-	4.373
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2014	14.877	-	4.373
<b>TOTAL</b>				<b>94.376</b>	<b>-</b>	<b>13.119</b>

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

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

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

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

### 10.3 Retribución del personal clave de la gerencia

#### a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

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

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

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

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

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

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

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

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

#### Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enersis tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

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

	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Remuneración	376.376	806.323
Beneficios a corto plazo para los empleados	136.350	178.844
Otros beneficios a largo plazo	314.021	103.891
<b>Total</b>	<b>826.747</b>	<b>1.089.058</b>

#### b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia.

No existen garantías constituidas a favor del personal clave de la gerencia.

### 10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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



## 11. INVENTARIOS.

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

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Mercaderías	1.563.058	1.270.326
Suministros para la producción	<b>48.061.714</b>	<b>43.547.980</b>
Gas	8.433.328	1.407.285
Petróleo	19.620.708	20.642.086
Carbón	20.007.678	21.498.609
Otros inventarios (*)	88.969.980	88.701.848
<b>Total</b>	<b>138.594.752</b>	<b>133.520.154</b>
<b>Detalle de otros inventarios</b>		
<b>(*) Otros inventarios</b>	<b>88.969.980</b>	<b>88.701.848</b>
Repuestos	30.651.165	71.641.346
Materiales eléctricos	58.318.815	17.060.502

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de marzo de 2015 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 152.692.443 (M\$ 124.749.609 al 31 de marzo de 2014). Ver nota 28.

Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

## 12. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es la siguiente:

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Pagos provisionales mensuales	65.468.508	59.831.897
Crédito por utilidades absorbidas	19.668.989	20.104.186
Créditos por gastos de capacitación	299.600	301.800
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	46.209.175	28.047.776
Otros	2.379.393	2.286.863
<b>Total</b>	<b>134.025.665</b>	<b>110.572.522</b>

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Impuesto a la renta	112.743.462	115.472.313
<b>Total</b>	<b>112.743.462</b>	<b>115.472.313</b>

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

Durante el mes de diciembre de 2014, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas, que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Finalmente la venta fue perfeccionada el 9 de enero de 2015 (ver nota 32).

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

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

Tal como se describe en la nota 3.k), los activos no corrientes y grupos en desapropiación mantenidos para la venta han sido registrados por el menor del monto en libros o el valor razonable menos los costos de venta.

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

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

## 14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

### 14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el primer trimestre de 2015 y ejercicio 2014:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2015 M\$	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos declarados M\$	Diferencia de conversión M\$	Otro resultado Integral M\$	Otros incrementos (decrementos) M\$	Saldo al 31/03/2015
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%	10.777.659	-	985.267	(2.914.348)	86.490	(655)	-	8.934.413
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%	15.198.935	-	1.394.131	-	547.860	-	-	17.140.926
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%	1.818.168	-	(767.389)	-	59.388	-	-	1.110.167
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	453.015	-	(8.635)	-	(2.597)	-	-	441.783
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	19.657	-	9.462	-	(10.541)	-	-	18.578
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%	6.144.557	1.785.000	(586.633)	-	-	-	-	7.342.924
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%	6.426.004	-	149.196	-	-	-	-	6.575.200
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	32.795.615	-	322.047	-	(1.405.502)	-	-	31.712.160
<b>TOTALES</b>						<b>73.633.610</b>	<b>1.785.000</b>	<b>1.497.446</b>	<b>(2.914.348)</b>	<b>(724.902)</b>	<b>(655)</b>	<b>-</b>	<b>73.276.151</b>

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

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

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

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de marzo de 2015									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A.	33,33%	98.937.389	760.707	92.485.347	3.881.918	175.863.461	(178.165.860)	(2.302.399)	178.181	(2.124.218)
GNL Quintero S.A.	20,00%	109.396.384	614.097.683	10.803.440	626.984.971	32.025.310	(25.054.405)	6.970.905	2.739.300	9.710.205
Electrogas S.A.	42,50%	9.892.309	43.970.091	17.555.275	15.284.973	5.607.697	(2.457.973)	3.149.724	201.965	3.351.689
Yacylec S.A.	22,22%	2.542.645	138.809	649.689	43.543	344.574	(383.435)	(38.861)	(11.688)	(50.549)

  

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

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Total de Activos corrientes	422.790	8.700.785	3.821.701	4.426.445	13.394.562	13.918.600
Total de Activos no corrientes	15.159.321	6.811.887	11.381.360	11.420.593	135.159.915	140.233.080
Total de Pasivos corrientes	1.139.228	3.419.214	276.398	1.159.095	13.150.320	16.252.424
Total de Pasivos no corrientes	45.348	45.348	1.776.265	1.835.937	59.579.918	60.107.487
Efectivo y equivalentes al efectivo	290.677	319.670	3.222.225	3.930.814	2.391.369	3.750.964
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	122.453	116.008
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	24.556.320	22.738.158
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	687.180	2.672.950	21.218.936	89.367.706
Gasto por depreciación y amortización	-	(52.978)	(184.725)	(738.927)	(2.427.084)	(7.400.833)
Pérdidas por deterioro de valor	-	(131.894.113)	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	8.700	479.518	16.783	88.597	157.920	642.775
Gastos por intereses	-	-	-	-	(777.581)	(3.017.696)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	-	(50.371)	(205.839)	(862.667)	(4.702.120)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>(1.150.574)</b>	<b>(136.325.281)</b>	<b>298.392</b>	<b>1.170.102</b>	<b>802.610</b>	<b>6.820.089</b>
Otro resultado integral	-	-	-	-	(2.868.546)	(4.680.612)
<b>Resultado integral</b>	<b>(1.150.574)</b>	<b>(136.325.281)</b>	<b>298.392</b>	<b>1.170.102</b>	<b>(2.065.936)</b>	<b>2.139.477</b>

Ver anexo 3

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

## 15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

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

Activos intangibles	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>Activos Intangibles netos</b>	<b>1.010.957.757</b>	<b>1.168.212.056</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	44.135.054	44.841.692
Concesiones Neto (1) (*)	901.602.472	1.055.986.162
Costos de Desarrollo	15.983.065	14.833.312
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.922.223	2.206.341
Programas Informáticos	47.137.466	49.549.321
Otros Activos Intangibles Identificables	177.477	795.228

Activos intangibles	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>Activos Intangibles bruto</b>	<b>2.068.315.917</b>	<b>2.376.332.904</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	55.622.765	54.963.685
Concesiones	1.830.864.417	2.135.095.221
Costos de Desarrollo	25.038.104	24.281.499
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	10.990.378	11.465.938
Programas Informáticos	136.836.581	140.953.212
Otros Activos Intangibles Identificables	8.963.672	9.573.349

Activos intangibles	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(1.057.358.160)</b>	<b>(1.208.120.848)</b>
<b>Activos Intangibles Identificables</b>	<b>(1.057.358.160)</b>	<b>(1.208.120.848)</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	(11.487.711)	(10.121.993)
Concesiones	(929.261.945)	(1.079.109.059)
Costos de Desarrollo	(9.055.039)	(9.448.187)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.068.155)	(9.259.597)
Programas Informáticos	(89.699.115)	(91.403.891)
Otros Activos Intangibles Identificables	(8.786.195)	(8.778.121)

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

Empresa titular de la concesión	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Ampla Energia e Servicos S.A. (Distribución)	547.744.368	637.287.020
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	353.858.104	418.699.142
<b>TOTAL</b>	<b>901.602.472</b>	<b>1.055.986.162</b>

(\*) Ver nota 3d.1)

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

### Año 2015

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2015	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	153.113	6.297	30.696.131	12.327	1.170.610	-	32.038.478
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(255.708)	(882.016)	(164.423.333)	(86.912)	(693.376)	(790.210)	(167.131.555)
Amortización (1)	(8.834)	(307.639)	(18.721.215)	(209.533)	(2.051.870)	(55.708)	(21.354.799)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	-	-	(1.419.655)	-	-	-	(1.419.655)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>1.261.182</b>	<b>556.720</b>	<b>(515.618)</b>	<b>-</b>	<b>(824.406)</b>	<b>228.167</b>	<b>706.045</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	556.720	-	-	(770.587)	213.867	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	1.261.182	-	(515.618)	-	(53.819)	14.300	706.045
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>-</b>	<b>(80.000)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(12.813)</b>	<b>-</b>	<b>(92.813)</b>
Disposiciones	-	(80.000)	-	-	(12.813)	-	(92.813)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>1.149.753</b>	<b>(706.638)</b>	<b>(154.383.690)</b>	<b>(284.118)</b>	<b>(2.411.855)</b>	<b>(617.751)</b>	<b>(157.254.299)</b>
Saldo Final Activos Intangibles al 31/03/2015	15.983.065	44.135.054	901.602.472	1.922.223	47.137.466	177.477	1.010.957.757

### Año 2014

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2014	26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	3.546.359	1.901.989	184.993.319	1.053.177	17.060.992	-	208.555.836
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	980.172	(856.524)	32.102.724	(155.290)	(506.857)	124.597	31.688.822
Amortización	(3.182.841)	(1.604.192)	(98.940.029)	(992.288)	(7.501.894)	(7.207)	(112.228.451)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(14.948.785)	-	-	-	(14.948.785)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(12.927.088)</b>	<b>2.621.037</b>	<b>(103.283.260)</b>	<b>95.497</b>	<b>2.152.373</b>	<b>(2.182.581)</b>	<b>(113.524.022)</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	7.870	(433.818)	(556.720)	(23.947)	449.895	556.720	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(12.934.958)	3.054.855	(102.726.540)	119.444	1.702.478	(2.739.301)	(113.524.022)
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(113.716)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(373.374)</b>	<b>-</b>	<b>(487.090)</b>
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
<b>Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (3)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.404.615)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(4.404.615)</b>
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>(11.697.114)</b>	<b>2.062.310</b>	<b>(4.480.646)</b>	<b>1.096</b>	<b>10.831.240</b>	<b>(2.065.191)</b>	<b>(5.348.305)</b>
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2014	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056

(1) (2) Ver nota 30.

(3) Ver nota 13.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de marzo de 2015 (Ver nota 3e).

Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

## 16. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2014 M\$	Incremento/ (Decremento)	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/12/2014 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/03/2015 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	189.172.295	-	5.474.748	194.647.043	(30.098.223)	164.548.820
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.786.531	-	(740.800)	11.045.731	(469.591)	10.576.140
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	8.565.202	-	(942.764)	7.622.438	(44.907)	7.577.531
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile	4.656.105	-	-	4.656.105	-	4.656.105
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	43.385.791	-	3.495.841	46.881.632	73.858	46.955.490
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	69.364.835	-	2.007.456	71.372.291	(11.036.280)	60.336.011
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	81.661.135	-	6.579.904	88.241.039	139.017	88.380.056
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.213.757	-	(327.692)	4.886.065	(207.723)	4.678.342
Chilectra S.A.	Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	Generación Chile	731.782.459	-	-	731.782.459	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	12.904	-	1.040	13.944	22	13.966
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	880.679	-	25.487	906.166	(140.121)	766.045
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.	95.223.795	-	2.755.828	97.979.623	(15.150.564)	82.829.059
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Inversiones Gasatacama Holding	-	18.737.737	1.466.514	20.204.251	716.081	20.920.332
<b>Total</b>		<b>1.372.320.328</b>		<b>19.795.562</b>	<b>1.410.853.627</b>	<b>(56.218.431)</b>	<b>1.354.635.196</b>

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de marzo de 2015 (ver nota 3 e).

(1) Ver nota 2.4.1 y 5.

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

### 1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996 Enersis S.A y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla de Energía) de Río de Janeiro en Brasil. Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

### 2.- Compañía Energética Do Ceará S.A. ( Coelce)

Entre los años 1998 y 1999 Enersis S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

### 3.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Chilectra S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Chilectra S.A.

### 4.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis S.A. y Chilectra S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

### 5.- Empresa Eléctrica Pangué S.A.

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

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

#### **6.- Hidroeléctrica el Chocón S.A.**

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

#### **7.- Compañía Eléctrica San Isidro S.A.**

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

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

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

#### **8.- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.**

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enersis S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. (Edelnor).

#### **9.- Cachoeira Dourada S.A.**

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

#### **10.- Edegel S.A.A.**

Con fecha 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima ( Perú), nuestra filial Endesa Chile adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.

#### **11.- Emgesa S.A. E.S.P.**

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

#### **12.- Chilectra S.A.**

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis S.A., en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en la filial Chilectra S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

#### **13.- Empresa Nacional de Electricidad S.A.**

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis S.A. adquirió un 35% adicional de Endesa Chile alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5 % respectivamente).

#### **14.- Inversiones GasAtacama Holding Limitada.**

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



## 17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>8.177.607.655</b>	<b>8.234.215.719</b>
Construcción en Curso	1.776.873.146	1.735.117.241
Terrenos	107.092.247	106.233.186
Edificios	80.052.142	81.981.704
Planta y Equipo	6.004.568.743	6.097.991.766
Instalaciones Fijas y Accesorios	92.651.859	96.320.714
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	116.369.518	116.571.108

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>14.177.495.569</b>	<b>14.301.161.988</b>
Construcción en Curso	1.776.873.146	1.735.117.241
Terrenos	107.092.247	106.233.186
Edificios	147.621.616	154.431.222
Planta y Equipo	11.761.400.449	11.912.075.769
Instalaciones Fijas y Accesorios	238.574.783	248.884.529
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	145.933.328	144.420.041

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(5.999.887.914)</b>	<b>(6.066.946.269)</b>
Edificios	(67.569.474)	(72.449.518)
Planta y Equipo	(5.756.831.706)	(5.814.084.003)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(145.922.924)	(152.563.815)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(29.563.810)	(27.848.933)

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

Movimientos año 2014	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	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	206.029.895	892.797	2.509	754.833	932.838	1.183.663	209.796.535
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	-	-	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(47.419.857)	(1.517.385)	(3.591.051)	(116.068.952)	(4.810.542)	118.547	(173.289.240)
Depreciación (2)	-	-	(1.098.966)	(89.435.076)	(3.743.730)	(1.726.544)	(96.004.316)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	-	-	-	(31.845)	-	-	(31.845)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(116.838.758)</b>	<b>1.483.649</b>	<b>3.201.939</b>	<b>111.491.682</b>	<b>3.962.866</b>	<b>222.744</b>	<b>3.524.122</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(122.155.706)	1.483.649	3.201.939	113.951.808	3.295.569	222.741	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(122.155.706)	1.483.649	3.201.939	113.951.808	3.295.569	222.741	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	5.316.948	-	-	(2.460.126)	667.297	3	3.524.122
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(15.375)</b>	<b>-</b>	<b>(443.993)</b>	<b>(133.665)</b>	<b>(10.287)</b>	<b>-</b>	<b>(603.320)</b>
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	(15.375)	-	(443.993)	(133.665)	(10.287)	-	(603.320)
<b>Total movimientos</b>	<b>41.755.905</b>	<b>859.061</b>	<b>(1.929.562)</b>	<b>(93.423.023)</b>	<b>(3.668.855)</b>	<b>(201.590)</b>	<b>(56.608.064)</b>
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2015</b>	<b>1.776.873.146</b>	<b>107.092.247</b>	<b>80.052.142</b>	<b>6.004.568.743</b>	<b>92.651.859</b>	<b>116.369.518</b>	<b>8.177.607.655</b>

Movimientos año 2013	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.834.476.720	72.898.921	115.416.339	7.433.798.725
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.026.011.114	3.081.951	725.802	12.239.464	11.023.265	-	1.053.081.596
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (1)	10.802.165	3.216.432	-	171.934.310	13.707.484	-	199.660.391
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(63.451.758)	(844.515)	(1.120.737)	(39.565.485)	981.409	7.316.269	(96.684.817)
Depreciación (2)	-	-	(4.983.828)	(341.810.698)	(13.886.933)	(6.269.994)	(366.951.453)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del período	-	-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(452.716.350)</b>	<b>1.211.017</b>	<b>(4.294.709)</b>	<b>475.028.160</b>	<b>14.203.069</b>	<b>108.494</b>	<b>33.539.681</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(474.284.985)	1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(474.284.985)	1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	21.568.635	(38.952)	(8.447.198)	14.266.572	5.387.042	803.582	33.539.681
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(3.844.326)</b>	<b>(301.273)</b>	<b>(1.165.599)</b>	<b>(540.141)</b>	<b>(2.606.501)</b>	<b>-</b>	<b>(8.457.840)</b>
Disposiciones	(1.566.349)	(238.120)	(1.165.495)	-	(2.511.470)	-	(5.481.434)
Retiros	(2.277.977)	(63.153)	(104)	(540.141)	(95.031)	-	(2.976.406)
<b>Total movimientos</b>	<b>516.800.845</b>	<b>6.363.612</b>	<b>(10.839.071)</b>	<b>263.515.046</b>	<b>23.421.793</b>	<b>1.154.769</b>	<b>800.416.994</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>1.735.117.241</b>	<b>106.233.186</b>	<b>81.981.704</b>	<b>6.097.991.766</b>	<b>96.320.714</b>	<b>116.571.108</b>	<b>8.234.215.719</b>

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

## Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

### a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M\$ 209.796.535 al 31 de marzo de 2015 (M\$ 1.053.081.596 al 31 de diciembre 2014). En el negocio de generación destaca los avances en la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), que implica adiciones a marzo 2015 por M\$ 55.277.782 (M\$ 175.419.903 al 31 de diciembre 2014), mientras que en los negocios de distribución de las grandes inversiones son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 73.476.250 al 31 de marzo de 2015 (M\$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014).

### b) Arrendamiento financiero

Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 116.369.518 y M\$ 116.571.108, respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31-03-2015			31-12-2014		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	23.386.963	4.318.794	19.068.169	19.830.764	1.707.340	18.123.424
Entre un año y cinco años	78.114.322	11.046.377	67.067.945	78.271.598	11.421.552	66.850.046
Más de cinco años	15.969.356	225.976	15.743.380	17.270.183	459.055	16.811.128
<b>Total</b>	<b>117.470.641</b>	<b>15.591.147</b>	<b>101.879.494</b>	<b>115.372.545</b>	<b>13.587.947</b>	<b>101.784.598</b>

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

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

2. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1.75 % al 31 de marzo de 2015.

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

#### c) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de marzo de 2015 y 2014 incluyen M\$ 3.451.951 y M\$ 5.791.865, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Menor a un año	10.962.978	13.540.619
Entre un año y cinco años	31.564.521	34.389.527
Más de cinco años	39.364.982	46.504.376
<b>Total</b>	<b>81.892.481</b>	<b>94.434.522</b>

#### d) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 450.576.528 y M\$ 468.173.548, respectivamente.

ii) Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 20.603.022 y M\$ 21.952.283, respectivamente. (ver Nota 36).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 para el caso de las generadoras y de MM€\$50 para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

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

v) Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena

“Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada”; (ii) la empresa italiana “Tecnimont SpA”; (iii) la empresa brasileña “Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.”; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s.” (“SES”); (v) la empresa chilena “Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada”; (todos colectivamente denominados “el Consorcio”).

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Durante el ejercicio 2012, se cobraron boletas por un monto total de US\$ 93.992.554, quedando al cierre del ejercicio 2012 boletas de garantías pendientes de cobro por un monto de US\$ 18.940.295, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 11.867.610. El cobro de estas Boletas de Garantías redujo los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato, y que fueron activados en el Proyecto.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuesto ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional una solicitud de arbitraje en contra del Consorcio, con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas, al amparo del contrato de construcción señalado. Con fecha 29, el Directorio de Endesa Chile aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que pone término al arbitraje y que otorga un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014, Endesa Chile reconoció una provisión por M\$ 75.843.750, que corresponde a una mayor inversión en Propiedades Planta y Equipos (Ver nota 36.3.26).

vi) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis registro una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A.. Al 31 de marzo de 2015 el monto registrado es por M\$ 64.869.219 (ver nota 3.e).

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

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

## 18. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el primer trimestre de 2015 y ejercicio 2014 han sido los siguientes:

	Propiedades de Inversión, Bruto	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro	Propiedades de Inversión, Neto
Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>47.047.605</b>	<b>(2.170.556)</b>	<b>44.877.049</b>
Adiciones	1.463.242	-	1.463.242
Venta de Terrenos	(1.806.675)	-	(1.806.675)
Desapropiaciones relacionada con la venta de subsidiaria (1)	(36.040.698)	-	(36.040.698)
Gasto por depreciación	-	(30.483)	(30.483)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	52.127	52.127
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>10.663.474</b>	<b>(2.148.912)</b>	<b>8.514.562</b>
Adiciones	-	-	-
Desapropiaciones	-	-	-
Gasto por depreciación	-	(16.859)	(16.859)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	-	-
<b>Saldo final propiedades de inversión al 31 de marzo de 2015</b>	<b>10.663.474</b>	<b>(2.165.771)</b>	<b>8.497.703</b>

(1) Ver nota 2.4.1 y 32.

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el primer trimestre de 2015 y 2014 ascendió a M\$.- y M\$ 6.099.403, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de marzo de 2015 ascendió a M\$ 12.272.521. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Al 31 de marzo de 2015, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes. La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

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

Ver Nota 3.h.

Al 31 de marzo de 2015 y 2014, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión es el siguiente:

Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	26.809	84.747
Ingresos derivados de plusvalías en la venta provenientes de las propiedades de inversión (*)	-	6.099.403
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(15.759)	(48.326)
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos (*)	-	(1.290.215)
<b>Total</b>	<b>11.050</b>	<b>4.845.609</b>

(\*) Ver nota 32.

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

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

## 19. IMPUESTOS DIFERIDOS.

a. El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es:

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	63.763.279	1.506.979	86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	<b>193.637.874</b>
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(27.175.876)	(172.371)	1.759.391	(206.687)	(1.131.032)	23.668.214	(2.398.009)	<b>(5.656.370)</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	516.841	-	-	<b>516.841</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.305.084)	(1.416.689)	(7.236.080)	(28.045)	(408.975)	-	(2.701.438)	<b>(15.096.311)</b>
Otros incrementos (decrementos)	5.997.277	6.912.448	(26.262.456)	95.992	1.001.579	(3.239.601)	11.339.274	<b>(4.155.487)</b>
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2015</b>	<b>39.279.596</b>	<b>6.830.367</b>	<b>54.527.177</b>	<b>2.964.577</b>	<b>21.110.974</b>	<b>25.280.452</b>	<b>19.253.404</b>	<b>169.246.547</b>

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

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	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	427.881.352	-	41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	<b>478.361.484</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	1.892.150	-	751.048	-	2	-	1.696.746	<b>4.339.946</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	-	23.645	1.167	<b>24.812</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	275.740	-	65	-	-	7	(3.087.669)	<b>(2.811.857)</b>
Otros incrementos (decrementos)	(2.430.256)	-	(751.427)	-	(16.501)	(16.852)	(940.515)	<b>(4.155.487)</b>
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2015</b>	<b>427.618.986</b>	<b>-</b>	<b>41.239</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>169.863</b>	<b>47.928.810</b>	<b>475.758.898</b>

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	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	357.404.910	21.169.697	20.220	-	20.818	5.792.725	11.078.520	<b>395.486.890</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(37.480.718)	(1.281.408)	(24.553.240)	-	(470.394)	(4.687.449)	39.058.137	<b>(29.415.072)</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(20.511)	401.237	378	<b>381.104</b>
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (1)	27.088.856	-	-	-	-	-	1.834.311	<b>28.923.167</b>
Desinversiones mediante enajenación de negocios	-	-	-	-	-	-	-	<b>-</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	18.935.850	1.906.194	(307.279)	-	-	141.446	(2.472.330)	<b>18.203.881</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para la Venta	-	-	-	-	-	-	-	<b>-</b>
Otros incrementos (decrementos)	61.932.454	(21.794.483)	24.881.852	-	486.586	(1.484.896)	760.001	<b>64.781.514</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>427.881.352</b>	<b>-</b>	<b>41.553</b>	<b>-</b>	<b>16.499</b>	<b>163.063</b>	<b>50.259.017</b>	<b>478.361.484</b>

(1) Ver nota 2.4.1 y 5.

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

b. Al 31 de marzo de 2015, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 45.510.917 (M\$ 44.329.969 al 31 de diciembre de 2014) Ver nota 3.p.

El Grupo Enersis no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales y negocios conjuntos, en las que la posición de control que ejerce sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en subsidiarias y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2015 asciende a M\$ 1.772.755.490 (M\$ 1.940.029.172 al 31 de diciembre de 2014).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 31 de marzo de 2015 ascienden a M\$ 76.153.592 (M\$ 79.702.961 al 31 de diciembre de 2014). Lo

anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

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

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

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

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

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de marzo de 2015			31 de marzo de 2014		
	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos	Importe antes de Impuestos	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	Importe después de Impuestos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	(265.463)	(1.167)	(266.630)	2.458	(492)	1.966
Cobertura de Flujo de Caja	(29.837.651)	8.043.329	(21.794.322)	(33.006.359)	5.801.220	(27.205.139)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(655)	-	(655)	(459.796)	-	(459.796)
Ajustes por conversión	(355.284.914)	-	(355.284.914)	267.626.005	-	267.626.005
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	-	-	-	62.793	(12.559)	50.234
<b>Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio</b>	<b>(385.388.683)</b>	<b>8.042.162</b>	<b>(377.346.521)</b>	<b>234.225.101</b>	<b>5.788.169</b>	<b>240.013.270</b>

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Las filiales peruanas producto de este decremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2015 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 24.818.773.



## 20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de marzo de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	399.555.486	2.971.711.535	418.266.381	3.167.948.954
Instrumentos derivados de cobertura (*)	3.449.401	122.378.829	995.059	114.861.592
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	5.315.238	12.610.626	2.544.239	6.286.982
<b>Total</b>	<b>408.320.125</b>	<b>3.106.700.990</b>	<b>421.805.679</b>	<b>3.289.097.528</b>

(\*) ver nota 22.2.a

(\*\*) ver nota 22.2.b

### 20.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de marzo de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	66.434.671	265.362.619	42.325.846	247.216.989
Obligaciones no garantizadas	268.811.583	2.451.087.869	308.925.119	2.565.417.993
Arrendamiento financiero	19.068.169	82.811.325	18.123.424	83.661.174
Otros préstamos	45.241.063	172.449.722	48.891.992	271.652.798
<b>Total</b>	<b>399.555.486</b>	<b>2.971.711.535</b>	<b>418.266.381</b>	<b>3.167.948.954</b>

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

#### -Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2015	Vencimiento					Total No Corriente al 31/03/2015
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Chile	US\$	5,98%	Sin Garantía	543.046	512.565	1.055.611	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch\$	5,97%	Sin Garantía	869	1.540	2.409	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,95%	Sin Garantía	2.556.985	32.780.534	35.337.519	19.468.945	28.707.879	1.060.330	-	-	49.237.154
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	111.613	-	111.613	2.032.837	4.268.958	18.092.251	-	-	24.394.046
Argentina	US\$	13,05%	Sin Garantía	9.435.662	3.226.597	12.662.259	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	34,07%	Sin Garantía	4.092.925	10.341.914	14.434.839	5.041.081	-	-	-	-	5.041.081
Colombia	\$ Col	8,13%	Sin Garantía	1.704.186	-	1.704.186	-	-	-	-	74.445.352	74.445.352
Brasil	Real	11,54%	Sin Garantía	7.495	1.118.740	1.126.235	24.190.728	32.576.850	32.576.850	22.900.558	-	112.244.986
<b>Total</b>				<b>18.452.781</b>	<b>47.981.890</b>	<b>66.434.671</b>	<b>50.733.591</b>	<b>65.553.687</b>	<b>51.729.431</b>	<b>22.900.558</b>	<b>74.445.352</b>	<b>265.362.619</b>

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

#### - Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2015 asciende a M\$ 349.854.765 (M\$ 355.108.183 al 31 de diciembre de 2014). En ambos ejercicios, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).



## 20.2 Obligaciones No Garantizadas

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

### - Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/03/2015 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2015 M\$	Vencimiento					
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	7,17%	Sin Garantía	8.783.317	129.694.912	138.478.229	158.486.995	-	-	-	434.717.586	593.204.581
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	8.456.394	5.607.620	14.064.014	8.343.581	8.528.848	8.724.766	31.316.297	272.958.719	329.872.211
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	-	316.372	316.372	12.591.394	6.295.697	5.141.066	-	12.591.394	36.619.551
Perú	Soles	6,52%	Sin Garantía	17.551.544	18.067.134	35.618.678	8.131.351	20.125.088	4.065.674	25.410.465	146.465.921	204.198.499
Colombia	\$ Col	9,00%	Sin Garantía	10.861.068	35.392.052	46.253.120	136.871.358	-	156.175.613	49.262.310	660.992.485	1.003.301.766
Brasil	Real	15,12%	Sin Garantía	12.564.908	21.516.262	34.081.170	69.281.292	90.876.153	81.246.122	42.487.694	-	283.891.261
<b>Total</b>				<b>58.217.231</b>	<b>210.594.352</b>	<b>268.811.583</b>	<b>393.705.971</b>	<b>125.825.786</b>	<b>255.353.241</b>	<b>148.476.766</b>	<b>1.527.726.105</b>	<b>2.451.087.869</b>

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

## 20.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

### - Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de marzo de 2015 y diciembre de 2014 no existen obligaciones garantizadas.

### - Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de marzo de 2015 asciende a M\$ 3.602.442.869 (M\$ 3.009.493.067 al 31 de diciembre de 2014). En ambos períodos, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).



- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Table with columns: Ruta Empresa Deudora, Nombre Empresa Deudora, País Entidad Deudora, Ruta Entidad Acreedora, Nombre del Acreedor, País Entidad Acreedora, Tipo de Moneda, Tasa de Interés Efectiva, Tasa de Interés nominal, Garantía, and detailed financial data for 31 de marzo de 2015 and 31 de diciembre de 2014. Includes sub-totals for 'Totales Bonos Garantizados'.





## 20.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de marzo de 2015, M\$ 744.471.642 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (M\$ 761.130.114 al 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 3.n).

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

	31-03-2015	31-12-2014
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto</b>	(38.783.599)	2.415.439
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(10.678.056)	(31.401.584)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(298.741)	(10.086.797)
Diferencias de conversión	14.435	289.343
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto</b>	<b>(49.745.961)</b>	<b>(38.783.599)</b>

## 20.5 Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2015 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$ 310.137.515 (M\$ 353.263.488 al 31 de diciembre de 2014).

## 21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

Entre los principios básicos definidos por el Grupo en el establecimiento de su política de gestión de los riesgos destacan los siguientes:

- Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
- Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo del Grupo.
- Cada negocio y área corporativa define:
  - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
  - II. Criterios sobre contrapartes.
  - III. Operadores autorizados.
- Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enersis.

### 21.1 Riesgo de tasa de interés.

Las variaciones de las tasas de interés modifican el valor razonable de aquellos activos y pasivos que devengan una tasa de interés fija, así como los flujos futuros de los activos y pasivos referenciados a una tasa de interés variable.

El objetivo de la gestión del riesgo de tasas de interés es alcanzar un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo de la deuda con una volatilidad reducida en el estado de resultados.

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 74% al 31 de marzo de 2015.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos. Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política, corresponden a swaps de tasa que fijan desde tasa variable a fija.

La estructura de deuda financiera del Grupo Enersis según tasa de interés fija más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

#### Posición neta:

	31-03-2015 %	31-12-2014 %
Tasa de interés fijo	74%	86%
Tasa de interés variable	26%	14%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

#### 21.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

Los instrumentos utilizados actualmente para dar cumplimiento a la política corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

#### 21.3 Riesgo de commodities.

El Grupo Enersis se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos "commodities", fundamentalmente a través de:

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.
- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

Con el objeto de reducir el riesgo en situaciones de extrema sequía, el Grupo ha diseñado una política comercial, definiendo niveles de compromisos de venta acordes con la capacidad de sus centrales generadoras en un año seco, e incluyendo cláusulas de mitigación del riesgo en algunos contratos con clientes libres, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de marzo de 2015 no habían operaciones de derivados de commodities vigentes. Al 31 de diciembre



de 2014 habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015.

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

#### **21.4 Riesgo de liquidez.**

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 20, 22 y anexo 4).

Al 31 de marzo de 2015, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M\$ 1.310.481.792 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 310.137.515 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M\$ 1.704.745.491 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 353.263.488 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

#### **21.5 Riesgo de crédito.**

El Grupo Enersis realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

#### **Cuentas por cobrar comerciales:**

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Lo anterior es aplicable tanto para nuestro negocio de generación como de distribución de electricidad.

En nuestra línea de negocio de generación de electricidad, en algunos países, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en casi todos los contratos se establece como causal de término de contrato el incumplimiento de pago. Para este fin se monitorea constantemente el riesgo de crédito y se miden los montos máximos expuestos a riesgo de pago que, como está dicho, son limitados.

En el caso de nuestras empresas de distribución de electricidad, el corte de suministro, en todos los casos, es una potestad de nuestras compañías ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente en cada país, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.

#### **Activos de carácter financiero:**

Las inversiones de excedentes de caja se efectúan en entidades financieras nacionales y extranjeras de primera línea (con calificación de riesgo equivalente a grado de inversión, en la medida de lo posible) con límites establecidos para cada entidad.

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

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

La contratación de derivados se realiza con entidades de elevada solvencia, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación grado de inversión.

## 21.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enersis elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados. La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda, Dividendos y Proyectos.

El Valor en Riesgo calculado representa la posible variación de valor de la cartera de posiciones descrita anteriormente en el plazo de un día con un 95% de confianza. Para ello se ha realizado el estudio de la volatilidad de las variables de riesgo que afectan al valor de la cartera de posiciones, incluyendo:

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.
- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.
- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Bootstrapping. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de las posibles variaciones de valor razonable de la cartera en un día.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Tipo de interés	20.985.760	33.135.363
Tipo de cambio	1.605.638	1.065.881
Correlación	(1.192.703)	(1.187.257)
<b>Total</b>	<b>21.398.695</b>	<b>33.013.987</b>

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

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el período 2015 y ejercicio 2014 en función del inicio/vencimiento de las operaciones.

## 22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

### 22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

31 de marzo 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	2.705.501	-	-	-	-	2.111.592
Otros activos de carácter financiero	-	38.527.155	176.328.940	1.948.729.493	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>2.705.501</b>	<b>38.527.155</b>	<b>176.328.940</b>	<b>1.948.729.493</b>	-	<b>2.111.592</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	3.955.410	-
Instrumentos derivados	971	-	-	-	-	12.043.769
Otros activos de carácter financiero	-	-	25.929.102	253.700.874	420.890.071	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>971</b>	-	<b>25.929.102</b>	<b>253.700.874</b>	<b>424.845.481</b>	<b>12.043.769</b>
<b>Total</b>	<b>2.706.472</b>	<b>38.527.155</b>	<b>202.258.042</b>	<b>2.202.430.367</b>	<b>424.845.481</b>	<b>14.155.361</b>

  

31 de diciembre de 2014						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	7.061.715	-	-	-	-	1.414.588
Otros activos de carácter financiero	-	52.677.337	38.301.763	1.700.128.243	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>7.061.715</b>	<b>52.677.337</b>	<b>38.301.763</b>	<b>1.700.128.243</b>	-	<b>1.414.588</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.306.227	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	-	7.229.290
Otros activos de carácter financiero	-	-	26.340.396	292.128.280	492.923.605	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>22.002</b>	-	<b>26.340.396</b>	<b>292.128.280</b>	<b>497.229.832</b>	<b>7.229.290</b>
<b>Total</b>	<b>7.083.717</b>	<b>52.677.337</b>	<b>64.642.159</b>	<b>1.992.256.523</b>	<b>497.229.832</b>	<b>8.643.878</b>

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

31 de marzo de 2015				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	399.555.486	-
Instrumentos derivados	5.315.238	-	-	3.449.401
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	2.396.633.607	-
<b>Total Corriente</b>	<b>5.315.238</b>	<b>-</b>	<b>2.796.189.093</b>	<b>3.449.401</b>
Préstamos que devengan interés	-	-	2.971.711.535	-
Instrumentos derivados	12.610.626	-	-	122.378.829
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	259.713.834	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>12.610.626</b>	<b>-</b>	<b>3.231.425.369</b>	<b>122.378.829</b>
<b>Total</b>	<b>17.925.864</b>	<b>-</b>	<b>6.027.614.462</b>	<b>125.828.230</b>

  

31 de diciembre de 2014				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	418.266.381	-
Instrumentos derivados	2.544.239	-	-	995.059
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	2.432.557.572	-
<b>Total Corriente</b>	<b>2.544.239</b>	<b>-</b>	<b>2.850.823.953</b>	<b>995.059</b>
Préstamos que devengan interés	-	-	3.167.948.954	-
Instrumentos derivados	6.286.982	-	-	114.861.592
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	159.385.521	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>6.286.982</b>	<b>-</b>	<b>3.327.334.475</b>	<b>114.861.592</b>
<b>Total</b>	<b>8.831.221</b>	<b>-</b>	<b>6.178.158.428</b>	<b>115.856.651</b>

## 22.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

### a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

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

	31 de marzo de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	675.605	2.722.832	16.426	552.763	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura flujos de caja	675.605	2.722.832	16.426	552.763	193.246	3.533.655	14.637	582.788
Cobertura de tipo de cambio:	1.435.987	9.320.937	3.432.974	121.826.065	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
Cobertura de flujos de caja	1.435.987	9.320.937	3.432.974	121.826.065	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805
<b>TOTAL</b>	<b>2.111.592</b>	<b>12.043.769</b>	<b>3.449.400</b>	<b>122.378.828</b>	<b>1.414.588</b>	<b>7.229.291</b>	<b>995.058</b>	<b>114.861.593</b>

## - Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-03-2015	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2014
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	2.829.248	3.129.476
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(114.502.115)	(110.342.248)

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

	31 de marzo de 2015		31 de diciembre de 2014	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	-	-	610.861	-
Partida subyacente	-	-	-	1.090.341
<b>TOTAL</b>	-	-	<b>610.861</b>	<b>1.090.341</b>

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

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

	31 de marzo de 2015				31 de diciembre de 2014			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura	2.705.501	5.315.238	971	12.610.626	7.061.715	2.544.239	22.002	6.286.982

### c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

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

Derivados financieros	31 de marzo de 2015							
	Valor razonable	Valor nominal						
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	Posteriores	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cobertura de tipo de interés:	2.829.248	28.536.439	47.804.423	10.940.735	-	-	-	87.281.597
Cobertura de flujos de caja	2.829.248	28.536.439	47.804.423	10.940.735	-	-	-	87.281.597
Cobertura de tipo de cambio:	(114.502.115)	4.306.025	233.221.331	-	-	505.276.156	-	742.803.512
Cobertura de flujos de caja	(114.502.115)	4.306.025	233.221.331	-	-	505.276.156	-	742.803.512
Derivados no designados contablemente de cobertura	(15.219.392)	259.136.326	48.843.601	53.147.384	1.952.300	-	-	363.079.611
<b>TOTAL</b>	<b>(126.892.259)</b>	<b>291.978.790</b>	<b>329.869.355</b>	<b>64.088.119</b>	<b>1.952.300</b>	<b>505.276.156</b>	<b>-</b>	<b>1.193.164.720</b>

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

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

## 22.3 Jerarquías del valor razonable.

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-03-2015 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
<b>Activos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	14.155.361	-	14.155.361	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.706.472	-	2.706.472	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	38.527.155	38.527.155	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	420.925.438	35.367	420.890.071	-
<b>Total</b>	<b>476.314.426</b>	<b>38.562.522</b>	<b>437.751.904</b>	-
<b>Pasivos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	125.828.228	-	125.828.228	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	17.925.864	-	17.925.864	-
<b>Total</b>	<b>143.754.092</b>	-	<b>143.754.092</b>	-

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:			
	31-12-2014 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
<b>Activos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	8.643.878	-	8.643.878	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	7.083.717	-	7.083.717	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	52.677.337	52.677.337	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	492.954.649	31.044	492.923.605	-
<b>Total</b>	<b>561.359.581</b>	<b>52.708.381</b>	<b>508.651.200</b>	-
<b>Pasivos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	115.856.651	-	115.856.651	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.831.221	-	8.831.221	-
<b>Total</b>	<b>124.687.872</b>	-	<b>124.687.872</b>	-

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

La compañía ha realizado cierta operación que implica el registro de un pasivo financiero a valor razonable. Este valor razonable se determina mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precios y niveles de producción de energía y potencia a firme y de costos de operación y mantenimiento de algunas de nuestras centrales.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel. El valor razonable de este pasivo financiero asciende a \$ 0 al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 y 2013.

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Acreedores comerciales	940.036.167	822.851.379	2.532.334	7.147.088
Otras cuentas por pagar	1.325.732.684	1.466.025.571	257.181.500	152.238.433
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>2.265.768.851</b>	<b>2.288.876.950</b>	<b>259.713.834</b>	<b>159.385.521</b>

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	Uno a cinco años	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Proveedores por compra de energía (1)	850.176.076	762.931.782	2.532.334	7.147.088
Proveedores por compra de combustibles y gas	89.860.091	59.919.597	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	689.821.099	792.235.405	222.001.322	111.531.445
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	271.965.260	327.360.126	-	-
Multas y reclamaciones (2)	103.311.753	98.470.156	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	11.082.779	18.071.828	23.148.805	24.157.710
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	80.777.449	66.919.568	8.117.174	7.304.354
IVA Debito Fiscal	26.865.606	30.612.286	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	35.602.309	34.214.611	-	-
Obligaciones programas sociales	11.359.697	12.869.529	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	61.921.406	44.497.783	-	-
Otras cuentas por pagar	33.025.326	40.774.279	3.914.199	9.244.924
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>2.265.768.851</b>	<b>2.288.876.950</b>	<b>259.713.834</b>	<b>159.385.521</b>

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

(1) Incluye M\$ 429.072.136 en el pasivo adeudado a Cammesa por nuestra filial Argentina Edesur. Estos pasivos son mayores que la cuenta por cobrar por \$263.603.992 reconocido por Edesur producto de la aplicación de la resolución N° 250/13 - Mecanismo de Monitoreo de Costo (MMC). Esta resolución instruyó a CAMMESA a emitir Liquidación de Ventas con Fechas de Vencimiento a Definir (LVFVD) a favor de Edesur para cuentas por cobrar y aceptar estas LVFVD como parte de pago de las deudas de Edesur. A la fecha, CAMMESA aún no ha emitido ningún LVFVD.

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

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 se expone en anexo 7.

## 24. PROVISIONES.

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

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	43.014.965	58.620.425	149.685.237	165.347.715
Por desmantelamiento o restauración (1)	505.735	568.465	31.751.802	31.647.729
Por proveedores y servicios	4.290.227	4.446.719	-	-
Provisión Medio Ambiente	8.550.508	9.675.454	518.020	248.397
Otras provisiones	17.282.528	16.911.621	-	-
<b>Total</b>	<b>73.643.963</b>	<b>90.222.684</b>	<b>181.955.059</b>	<b>197.243.841</b>

(1) Ver nota 3a

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

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

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>223.968.140</b>	<b>32.216.194</b>	<b>31.282.191</b>	<b>287.466.525</b>
Provisiones Adicionales	-	(162.559)	-	(162.559)
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	11.946.416	4.651	4.447.987	16.399.054
Provisión Utilizada	(6.394.387)	(7.722)	(3.235.395)	(9.637.504)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	9.399.236	310.896	4.594.707	14.304.839
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(20.363.477)	(103.923)	(5.648.882)	(26.116.282)
Otro Incremento (Decremento)	(25.855.726)	-	(799.325)	(26.655.051)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(31.267.938)</b>	<b>41.343</b>	<b>(640.908)</b>	<b>(31.867.503)</b>
<b>Saldo al 31 de marzo de 2015</b>	<b>192.700.202</b>	<b>32.257.537</b>	<b>30.641.283</b>	<b>255.599.022</b>

	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>221.031.705</b>	<b>24.109.594</b>	<b>36.135.417</b>	<b>281.276.716</b>
Provisiones Adicionales	-	6.857.384	-	6.857.384
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	46.561.327	15.850	25.802.254	72.379.431
Provisión Utilizada	(41.501.294)	-	(9.941.920)	(51.443.214)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	13.396.466	1.135.525	33.735.093	48.267.084
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	2.742.310	97.841	(8.494.789)	(5.654.638)
Otro Incremento (Decremento)	(18.262.374)	-	(45.953.864)	(64.216.238)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>2.936.435</b>	<b>8.106.600</b>	<b>(4.853.226)</b>	<b>6.189.809</b>
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>223.968.140</b>	<b>32.216.194</b>	<b>31.282.191</b>	<b>287.466.525</b>



## 25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

### 25.1 Aspectos generales:

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

#### a) Beneficios de prestación definida:

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

#### b) Otros Beneficios

Quinquenios: Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.

Cesantías: Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).

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

#### c) Beneficios de aportación definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

### 25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Obligaciones post empleo no corriente	245.044.428	269.930.412
<b>Total Pasivo</b>	<b>245.044.428</b>	<b>269.930.412</b>
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>245.044.428</b>	<b>269.930.412</b>

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2015	31-12-2014
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	522.635.509	588.148.279
(-) Plan de activos (*)	(320.574.766)	(368.008.708)
<b>Total</b>	<b>202.060.743</b>	<b>220.139.571</b>
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	29.390.040	33.710.733
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	13.593.645	16.080.108
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>245.044.428</b>	<b>269.930.412</b>

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

(\*\*) En Coelce, actualmente ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 29.390.040 al 31 de marzo de 2015 (M\$33.710.733 en 2014), Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – EL Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, la plusvalía sólo puede ser utilizada por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizada por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsados al patrocinador. Para Coelce, esta proporción es inferior al 5% al 31 de diciembre 2014.

(\*\*\*) En Ampla, al cierre de 2014 y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – EL Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se ha registrado un monto de M\$13.593.645 al 31 de marzo de 2015 (M\$16.080.108 a diciembre 2014) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Ampla), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de situación financiera consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor razonable de los activos afectos al 31 de marzo de 2015 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-03-2015	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012	31-12-2011
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	522.635.509	588.148.279	521.850.486	628.823.491	592.212.012
Activos Afectos	(320.574.766)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)
Diferencia	202.060.743	220.139.571	199.020.212	234.943.326	226.074.124
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	29.390.040	33.710.733	39.494.779	21.218.042	43.278.951
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	13.593.645	16.080.108	-	-	-
<b>Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial</b>	<b>245.044.428</b>	<b>269.930.412</b>	<b>238.514.991</b>	<b>256.161.368</b>	<b>269.353.075</b>

- b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de marzo de 2015 y 2014 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.087.581	656.702
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	15.539.868	14.546.784
Ingresos por intereses activos del plan	(10.680.111)	(10.135.539)
Costos de Servicios Pasados	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	1.005.848	1.286.374
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados</b>	<b>6.953.186</b>	<b>6.354.321</b>
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	(62.793)
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales</b>	<b>6.953.186</b>	<b>6.291.528</b>

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de marzo de 2015 y ejercicio 2014 es el siguiente

Pasivo Actuarial Neto	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>238.514.991</b>
Costo Neto por Intereses	23.185.436
Costos de los Servicios en el Período	5.181.003
Beneficios Pagados en el Período	(15.957.887)
Aportaciones del Período	(17.998.323)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Cambios del Límite del Activo	(12.687.133)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	16.080.108
Transferencias a Mantenedores para la Venta	(102.423)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Diferencias de Conversión	(3.026.436)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>269.930.412</b>
Costo Neto por Intereses	5.865.605
Costos de los Servicios en el Período	1.087.581
Beneficios Pagados en el Período	(9.769.687)
Diferencias de Conversión	(22.069.483)
<b>Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de marzo de 2015</b>	<b>245.044.428</b>

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de marzo de 2015 y ejercicio 2014 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>521.850.486</b>
Costo del servicio corriente	4.513.850
Costo por intereses	59.981.707
Aportaciones efectuadas por los participantes	513.813
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.634.240
Contribuciones pagadas	(51.945.531)
Costo de servicio pasado	-
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	667.153
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencias del personal	(102.423)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>588.148.279</b>
Costo del servicio corriente	1.087.581
Costo por intereses	15.539.868
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(72.370.532)
Contribuciones pagadas	(9.769.687)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2015</b>	<b>522.635.509</b>

Al 31 de marzo de 2015, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 10,73% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (9,58% a 31 de diciembre de 2014), en un 72,63% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,97% a 31 de diciembre de 2014), en un 13,68% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,81% a 31 de diciembre 2014), en un 2,44% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,18% a 31 de diciembre de 2014) y el 0,52% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,46% al 31 de diciembre de 2014).

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

Valor razonable del plan de activos	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>(322.830.274)</b>
Ingresos por intereses	(42.145.223)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.214.811)
Aportaciones del empleador	(17.998.323)
Aportaciones pagadas	(513.813)
Contribuciones pagadas	35.987.644
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>(368.008.708)</b>
Ingresos por intereses	(10.680.111)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	58.114.053
<b>Saldo al 31 de marzo de 2015</b>	<b>(320.574.766)</b>

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

Categoría de los Activos del Plan	31-03-2015		31-12-2014	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	40.847.553	13%	46.892.034	13%
Activos de renta fija	235.258.491	73%	270.067.933	73%
Inversiones inmobiliarias	36.375.944	11%	41.758.489	11%
Otros	8.092.778	3%	9.290.252	3%
<b>Total</b>	<b>320.574.766</b>	<b>100%</b>	<b>368.008.708</b>	<b>100%</b>

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

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2014</b>	<b>39.494.779</b>
Intereses de Activo no reconocidos	5.348.952
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(12.687.133)
Diferencias de Conversión	1.554.135
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2014</b>	<b>33.710.733</b>
Intereses de Activo no reconocidos	1.005.848
Diferencias de Conversión	(5.326.541)
<b>Total Techo del Activo al 31 de marzo de 2015</b>	<b>29.390.040</b>

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

	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
Acciones	2	2
Inmuebles	20.880.183	24.699.453
<b>Total</b>	<b>20.880.185</b>	<b>24.699.455</b>

## Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes, al 31 de marzo de 2015 y 2014:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014	31-03-2015	31-12-2014
Tasas de descuento utilizadas	4,60%	4,60%	12,52%	12,52%	7,04%	7,04%	5,50%	5,50%	6,35%	6,35%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	9,18%	9,18%	4,00%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2009	RV -2009	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2009

- Sensibilización:**

Al 31 de marzo de 2015, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$41.095.585 (M\$46.833.941 al 31 de diciembre de 2014) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$49.685.927 (M\$56.665.239 al 31 de diciembre de 2014) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro “gastos de personal” en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de marzo de 2015 han ascendido a M\$876.373 (M\$ 726.257 al 31 de marzo de 2014).

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$28.409.450.

- Duración de los compromisos:**

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

Años	M\$
1	49.051.914
2	51.309.982
3	50.397.348
4	50.636.795
5	51.232.905
más de 5	238.162.020

## 26. PATRIMONIO.

### 26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

#### 26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

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

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

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

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

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

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

Con fecha 28 de marzo de 2013, se procedió al remate del remanente de 157.043.316 acciones por colocar, que fueron adjudicadas a un precio de \$182,3 pesos. El monto total recaudado en el remate fue de M\$ 28.628.996, que incluye un sobreprecio de colocación de acciones de M\$1.460.503.

Con lo anterior, el capital de Enersis al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 5.804.447.986 y está representado en 49.092.772.762 de acciones.

Al 31 de marzo de 2015, todas las acciones emitidas por Enersis están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Una situación similar ocurría al 31 de diciembre de 2014.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2003 y 1995. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M\$ 125.881.577, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M\$ 32.878.071.

El sobreprecio en colocación de acciones generado durante el proceso de aumento de capital concretado en 2013, que ascendió a M\$ 1.460.503 según se señala más arriba, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (ver nota 26.5.c).

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

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

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

## 26.1.2 Dividendos

Con fecha 29 de febrero de 2012 el Directorio de Enersis acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis. S.A., mantener el reparto del mismo porcentaje de utilidades efectuado el ejercicio anterior, esto es, el 50% de las utilidades líquidas de la Compañía, equivalente a \$5,7497 por acción, al que le fue descontado el dividendo provisorio de \$1,46560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto repartido a los accionistas fue de \$4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía. Lo anterior, modificó la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendos del 55% de las utilidades líquidas de la compañía.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2012, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°84), y un dividendo adicional, correspondiente a un total de \$5,74970. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°84 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°85 ascendente a \$4,28410 por acción.

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

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

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

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

Con fecha 25 de noviembre de 2014 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de \$0,83148 por acción con cargo a los resultados 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.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
82	Provisorio	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	09-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	16-05-2014	5,27719	2013
90	Provisorio	30-01-2015	0,83148	2014

## 26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de marzo de 2015 y 2014 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(76.213.061)	(73.259.190)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	119.418.603	163.973.872
Edelnor	37.016.422	27.648.207
Enel Brasil S.A.	(419.338.560)	(56.218.637)
Central Costanera S.A.	2.275.078	2.773.351
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	11.934.196	9.304.022
Emgesa S.A. E.S.P.	34.107.970	86.944.828
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(30.368.275)	(31.536.991)
Generandes Perú S.A.	71.566.004	34.488.966
Emp. Eléctrica de Piura	7.341.585	5.503.177
Otros	(511.449)	(1.372.485)
<b>TOTAL</b>	<b>(242.771.487)</b>	<b>168.249.120</b>

## 26.3 Gestión del capital.

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

## 26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de marzo de 2015 de sus filiales Endesa Chile, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M\$ 1.050.201.333, M\$ 558.698.757, M\$ 92.911.570, M\$ 181.039.870 y M\$ 29.262.541, respectivamente.

## 26.5 Otras Reservas.

Al 31 de marzo de 2015 y 2014, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2015 M\$	Movimiento 2015 M\$	Saldo al 31 de marzo de 2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	35.154.874	(277.926.361)	(242.771.487)
Coberturas de flujo de caja	(69.404.677)	(13.622.688)	(83.027.365)
Activos financieros disponibles para la venta	14.046	(98.793)	(84.747)
Otras reservas varias	(2.619.970.627)	(392)	(2.619.971.019)
<b>TOTAL</b>	<b>(2.654.206.384)</b>	<b>(291.648.234)</b>	<b>(2.945.854.618)</b>

  

	Saldo al 1 de enero de 2014 M\$	Movimiento 2014 M\$	Saldo al 31 de marzo de 2014 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(56.022.016)	224.271.136	168.249.120
Coberturas de flujo de caja	(3.086.726)	(16.648.149)	(19.734.875)
Activos financieros disponibles para la venta	11.811	2.083	13.894
Otras reservas varias	(2.414.023.486)	(104.944.359)	(2.518.967.845)
<b>TOTAL</b>	<b>(2.473.120.417)</b>	<b>102.680.711</b>	<b>(2.370.439.706)</b>

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.6.3) y
  - la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (nota 3.c.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.4. y 3.m).



### c) Otras reservas varias.

En el período 2015 no se han generado movimientos.

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

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

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.109, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 6).
- 2) Cargo de M\$ 18.581.809, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

Descripcion del Gasto (*)	Monto Bruto M\$	Efecto Fiscal M\$	Monto Neto M\$
Asesorías legales	1.154.819	(230.964)	923.855
Asesorías financiera y fess Colocación	22.436.327	(4.487.265)	17.949.062
Auditorías	1.113.980	(222.796)	891.184
Otros Gastos	347.764	(69.553)	278.211
<b>Sub Total</b>	<b>25.052.890</b>	<b>(5.010.578)</b>	<b>20.042.312</b>
Menos			
Sobre precio en colocacion de acciones	1.460.503		1.460.503
<b>Total</b>	<b>23.592.387</b>	<b>(5.010.578)</b>	<b>18.581.809</b>

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

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de marzo de 2015 y 2014, se explican como sigue:

i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del de 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 “Adopción por primera vez”.

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

iii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

## 26.6 Participaciones no controladoras.

### 26.6.1 OPA sobre COELCE

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

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis adquirió, a un precio R\$49 por acción, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas Clase A y 424 acciones preferidas Clase B, que representan un costo de M\$ 134.017.691.

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

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

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

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

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

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

Con fecha 3 de septiembre de 2014, Enersis confirmó y pagó a Inkia la cantidad de M\$ 253.015.133, pasando a consolidar las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

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

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

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

#### 26.6.3 Capitalización Central Dock Sud

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

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

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

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

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)				
	31-03-2015 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Ampla Energia E Serviços S.A.	0,36%	1.899.570	2.255.335	(8.376)	121.672
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	100.895.321	111.448.154	7.517.022	2.458.946
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	243.576.516	250.654.641	13.883.315	19.027.499
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	362.604.417	377.921.404	25.145.010	28.218.100
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	64.179.243	67.927.394	3.788.753	2.967.154
Generandes Perú S.A.	0,00%	-	-	-	4.953.426
Edegel S.A.A	16,40%	84.985.927	90.506.207	3.407.304	3.851.942
Chinango S.A.C.	20,00%	13.869.317	14.707.216	824.404	434.547
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	(15.630.383)	(17.558.352)	1.842.772	(20.832.621)
Endesa Costanera S.A.	24,32%	5.349.807	5.197.207	184.760	(4.995.364)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	27.087.857	26.841.549	407.844	1.188.338
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	20.697.998	20.265.854	1.231.913	(5.880.557)
Central Dock Sud S.A.	29,76%	20.121.055	17.613.948	1.214.731	(7.174.398)
Chilectra S.A.	0,91%	10.778.271	11.127.491	295.092	194.683
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	1.053.727.539	1.080.652.251	15.649.629	14.368.082
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	15.082.197	12.597.077	2.485.120	2.278.396
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	-	-	-	1.817.048
Otras		5.147.894	5.085.323	140.431	386.984
<b>TOTAL</b>		<b>2.014.372.546</b>	<b>2.077.242.699</b>	<b>78.009.724</b>	<b>43.383.877</b>

## 27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de marzo de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
<b>Ventas de energía (2)</b>	<b>1.594.303.355</b>	<b>1.385.542.491</b>
<b>Generación</b>	<b>532.299.193</b>	<b>471.522.804</b>
Clientes Regulados	214.915.871	178.677.236
Clientes no Regulados	204.529.349	209.984.427
Ventas de Mercado Spot	99.409.723	77.622.779
Otros Clientes	13.444.250	5.238.362
<b>Distribución</b>	<b>1.062.004.162</b>	<b>914.019.687</b>
Residenciales	576.485.044	405.973.946
Comerciales	220.187.492	219.309.729
Industriales	109.033.061	110.157.642
Otros Consumidores	156.298.565	178.578.370
<b>Otras ventas</b>	<b>8.825.904</b>	<b>9.640.921</b>
Ventas equipos de medida	112.131	863.203
Ventas de gas	4.509.941	2.727.338
Ventas de productos y servicios	4.203.832	6.050.380
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>137.083.641</b>	<b>106.193.436</b>
Peajes y transmisión	72.020.229	61.979.048
Arriendo equipos de medida	1.089.252	1.211.584
Alumbrado público	4.351.938	7.731.238
Verificaciones y enganches	218.212	3.880.478
Servicios de ingeniería y consultoría	3.816.924	1.864.917
Otras prestaciones	55.587.086	29.526.171
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>1.740.212.900</b>	<b>1.501.376.848</b>

  

Otros ingresos	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Ingresos por contratos de construcción	30.696.131	32.312.178
Otros Ingresos (1)	105.122.214	38.107.891
<b>Total Otros ingresos</b>	<b>135.818.345</b>	<b>70.420.069</b>

(1) Producto de la aplicación de la nueva Resolución 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015 que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprueba un aumento transitorio de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implique un aumento tarifario, que asciende a M\$ 76.497.456, además se reconocen ingresos por M\$ 11.735.398 ya que también autoriza a compensar hasta el 31 de enero de 2015 las deudas establecidas por el Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta su concurrencia con los créditos establecidos por los costos no traspasados a tarifa (MMC) y adicionalmente se reconocen en ingresos por ventas de energía (2) M\$ 6.788.955, pues también establece que, a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos provenientes del PUREE deben ser considerados como parte de los ingresos de las distribuidoras.

Al 31 de marzo de 2015 incluye un monto de M\$ 10.234.487, originado por los nuevos contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA. (M\$ 13.170.509 al 31 de marzo de 2014).

## 28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2015 y 2014, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Compras de energía	(698.357.162)	(596.792.939)
Consumo de combustible	(152.692.443)	(124.749.609)
Gastos de transporte	(113.310.147)	(106.961.970)
Costos por contratos de construcción	(30.696.131)	(32.312.178)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(59.686.031)	(52.476.346)
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(1.054.741.914)</b>	<b>(913.293.042)</b>

## 29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de marzo de 2015 y 2014, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Sueldos y salarios	(112.540.400)	(84.869.571)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.963.954)	(1.382.959)
Seguridad social y otras cargas sociales	(35.687.955)	(30.924.731)
Otros gastos de personal	(1.952.359)	(2.049.550)
<b>Total Gastos por beneficios a los empleados</b>	<b>(152.144.668)</b>	<b>(119.226.811)</b>

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2015 y 2014, es el siguiente:

	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Depreciaciones	(96.004.316)	(86.523.887)
Amortizaciones	(21.354.799)	(24.783.869)
<b>Subtotal</b>	<b>(117.359.115)</b>	<b>(111.307.756)</b>
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(11.002.357)	(7.549.259)
<b>Total</b>	<b>(128.361.472)</b>	<b>(118.857.015)</b>

(*) Información por segmentos Pérdidas por deterioro	Generación		Distribución		Otros		Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Activos financieros (ver nota 9c)	260.472	22.927	(9.811.279)	(5.799.238)	(50)	-	(9.550.857)	(5.776.311)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15)	-	-	(1.419.655)	(1.772.948)	-	-	(1.419.655)	(1.772.948)
Inmovilizado (ver nota 17)	(31.845)	-	-	-	-	-	(31.845)	-
<b>Total</b>	<b>228.627</b>	<b>22.927</b>	<b>(11.230.934)</b>	<b>(7.572.186)</b>	<b>(50)</b>	<b>-</b>	<b>(11.002.357)</b>	<b>(7.549.259)</b>

## 31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de marzo de 2015 y 2014, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Otros suministros y servicios	(15.186.081)	(13.725.626)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(51.556.202)	(56.826.045)
Reparaciones y conservación	(32.783.878)	(33.383.313)
Indemnizaciones y multas	(4.148.860)	(4.014.839)
Tributos y tasas	(21.941.043)	(5.941.905)
Primas de seguros	(9.350.009)	(8.369.306)
Arrendamientos y cánones	(3.451.951)	(5.791.865)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.569.098)	(1.191.675)
Otros aprovisionamientos	(15.069.872)	(6.189.877)
Gastos de viajes	(4.892.589)	(4.407.242)
Gastos de medioambiente	(568.934)	(456.158)
<b>Total Otros gastos por naturaleza</b>	<b>(160.518.517)</b>	<b>(140.297.851)</b>

### 32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de marzo de 2015 y 2014, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$
Ganancia por venta participación Tunel El Melón (1)	4.207.167	-
Ventas de Propiedades de Inversión (2)	-	4.809.188
Otros	(35.577)	14.550
<b>Total Otras ganancias (pérdidas)</b>	<b>4.171.590</b>	<b>4.823.738</b>

(1) Ver nota 2.4.1 y 13

(2) Ver nota 18

### 33. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de marzo de 2015 y 2014, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	16.073.625	28.510.855
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil) (2)	37.562	53.945
Otros ingresos financieros (1)	27.013.654	45.363.021
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>43.124.841</b>	<b>73.927.821</b>

Costos financieros	Saldo al	
	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$
<b>Costos Financieros</b>	<b>(111.007.142)</b>	<b>(100.269.617)</b>
Préstamos bancarios	(9.392.618)	(7.714.142)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(61.183.408)	(49.200.038)
Arrendamientos financieros (leasing)	(574.444)	(456.270)
Valoración derivados financieros	(1.242.846)	(2.103.447)
Actualización financiera de provisiones	(14.304.839)	(6.999.218)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(5.903.167)	(5.751.564)
Gastos financieros activados	18.227.555	10.301.936
Otros costos financieros	(36.633.375)	(38.346.874)
<b>Resultado por unidades de reajuste (*)</b>	<b>(129.670)</b>	<b>(4.051.788)</b>
<b>Diferencias de cambio (**)</b>	<b>(7.637.296)</b>	<b>(30.966.738)</b>
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(118.774.108)</b>	<b>(135.288.143)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(75.649.267)</b>	<b>(61.360.322)</b>

(1) Al 31 de marzo de 2015 se incluye un ingreso financiero de M\$ 3.764.856 correspondiente a la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce. Al 31 de marzo de 2014 esta actualización financiera generó un ingreso financiero por M\$ 24.038.703 (ver nota 8).

(2) Ver nota 25.2.b).

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

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Otros activos financieros	(43.354)	3.017.193
Otros activos no financieros	(7.927)	2.718
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	9.710	11.371
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(441.440)	828.934
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	499.866	(7.855.590)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(146.525)	(372)
Otras provisiones	-	(55.659)
Otros pasivos no financieros	-	(383)
<b>Total Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>(129.670)</b>	<b>(4.051.788)</b>

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.675.229	6.580.773
Otros activos financieros	(3.152.363)	9.834.964
Otros activos no financieros	84.323	(286.821)
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	4.693.370	20.134.558
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(2.235)	(13.385)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(7.813.162)	(52.388.371)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(11.344.102)	(12.615.199)
Otros pasivos no financieros	(778.356)	(2.213.257)
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>(7.637.296)</b>	<b>(30.966.738)</b>

### 34. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

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

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(105.143.305)	(133.613.122)
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)	5.746.454	10.168.841
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	21.915.900	(2.203.120)
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	(7.624.756)	3.801.867
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente</b>	<b>(85.105.707)</b>	<b>(121.845.534)</b>
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	13.711.592	(3.350.835)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	(80.100)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(23.707.909)	-
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos</b>	<b>(9.996.317)</b>	<b>(3.430.935)</b>
<b>Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada</b>	<b>(95.102.024)</b>	<b>(125.276.469)</b>

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “Resultado Antes de Impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los períodos 2015 y 2014:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	31-03-2015 M\$	Tasa	31-03-2014 M\$
<b>RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>326.186.184</b>		<b>245.471.290</b>
<b>Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(22,50%)</b>	<b>(73.391.891)</b>	<b>(20,00%)</b>	<b>(49.094.258)</b>
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(10,68%)	(34.845.444)	(10,18%)	(24.977.504)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	3,87%	12.619.941	17,27%	42.394.166
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(5,72%)	(18.669.369)	(28,82%)	(70.741.063)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-	(0,03%)	(80.100)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	6,72%	21.915.900	(0,90%)	(2.203.120)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	(7,27%)	(23.707.908)		-
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	6,43%	20.976.747	(8,38%)	(20.574.590)
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositiva aplicables</b>	<b>(6,66%)</b>	<b>(21.710.133)</b>	<b>(31,04%)</b>	<b>(76.182.211)</b>
<b>(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(29,16%)</b>	<b>(95.102.024)</b>	<b>(51,04%)</b>	<b>(125.276.469)</b>

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

### 35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

#### 35.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se articula sobre la base del enfoque prioritario a sus negocios básicos, constituidos por la generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica. En este sentido se establecen dos líneas de negocio.

Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la compañía para la toma de decisiones, la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país:

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

Dado que la organización societaria del Grupo coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, de los segmentos, la información que se presenta a continuación se basa en la información financiera de las sociedades que integran cada segmento. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que se han utilizado en la preparación de los Estados Financieros Consolidados del Grupo.

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



### 35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.

Línea de Negocio	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS</b>								
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	1.128.339.073	1.258.524.552	1.728.194.195	1.682.754.340	1.064.770.352	990.219.996	3.921.303.620	3.931.498.888
Efectivo y equivalentes al efectivo	228.119.914	444.764.922	135.940.550	274.881.316	946.421.328	985.099.253	1.310.481.792	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	17.694.099	50.850.528	37.874.323	25.046.824	164.104.766	23.558.051	219.673.188	99.455.403
Otros activos no financieros, corriente	68.536.280	61.264.981	98.025.689	109.728.709	3.236.761	4.104.422	169.798.730	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	560.528.105	498.363.943	1.355.066.752	1.178.238.427	5.237.214	5.084.533	1.920.832.071	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	116.791.958	77.105.049	33.623.930	29.295.267	(122.518.466)	(87.958.976)	27.897.422	18.441.340
Inventarios corrientes	77.440.288	73.796.781	56.516.623	56.267.388	4.637.841	3.455.985	138.594.752	133.520.154
Activos por impuestos corrientes, corriente	59.228.429	52.378.348	11.146.328	9.296.409	63.650.908	48.897.765	134.025.665	110.572.522
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	7.978.963	-	7.978.963
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	6.653.457.038	6.814.137.154	4.662.242.101	5.034.348.611	264.725.696	141.337.663	11.580.424.835	11.989.823.428
Otros activos financieros no corrientes	13.227.297	7.937.828	423.680.329	496.520.403	25.911.697	26.363.289	462.819.323	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes	11.413.425	12.590.288	55.110.090	61.369.954	3.160.114	3.845.938	69.683.629	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	186.929.143	185.266.255	66.075.491	106.105.806	223.575	269.614	253.228.209	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	472.665	486.605	-	-	472.665	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	529.192.898	609.409.322	505.002.428	574.400.438	(960.919.175)	(1.110.176.150)	73.276.151	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	53.904.625	55.498.838	940.829.406	1.097.100.837	16.223.726	15.612.381	1.010.957.757	1.168.212.056
Plusvalía	126.212.365	125.609.898	85.069.536	100.220.100	1.143.353.295	1.185.023.629	1.354.635.196	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	5.661.179.289	5.723.349.345	2.528.317.504	2.522.222.675	(11.889.138)	(11.356.301)	8.177.607.655	8.234.215.719
Propiedad de inversión	-	-	-	-	8.497.703	8.514.562	8.497.703	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	71.397.996	94.475.380	57.684.652	75.921.793	40.163.899	23.240.701	169.246.547	193.637.874
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>7.781.796.111</b>	<b>8.072.661.706</b>	<b>6.390.436.296</b>	<b>6.717.102.951</b>	<b>1.329.496.048</b>	<b>1.131.557.659</b>	<b>15.501.728.455</b>	<b>15.921.322.316</b>

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

País	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>								
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	1.453.332.454	1.622.353.344	1.877.411.459	1.856.594.893	(220.375.662)	(284.126.253)	3.110.368.251	3.194.821.984
Otros pasivos financieros corrientes	248.462.423	297.869.150	151.084.763	119.552.373	8.772.939	4.384.156	408.320.125	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	804.119.595	777.931.218	1.389.037.162	1.403.375.115	72.612.094	107.570.617	2.265.768.851	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	237.490.543	371.111.287	205.626.429	189.021.282	(312.252.216)	(416.451.947)	130.864.756	143.680.622
Otras provisiones corrientes	21.409.725	38.351.988	51.605.258	51.247.787	628.980	622.909	73.643.963	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	103.114.686	96.623.249	9.621.478	16.472.461	7.298	2.376.603	112.743.462	115.472.313
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	38.735.482	40.466.452	70.436.369	76.925.875	9.855.243	11.883.262	119.027.094	129.275.589
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	5.488.147	-	5.488.147
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	2.401.715.776	2.398.122.150	1.636.070.422	1.770.828.652	275.799.211	278.330.784	4.313.585.409	4.447.281.586
Otros pasivos financieros no corrientes	1.842.252.010	1.871.186.406	998.822.757	1.153.615.811	265.626.223	264.295.311	3.106.700.990	3.289.097.528
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	43.542.868	3.858.836	216.170.966	155.526.685	-	-	259.713.834	159.385.521
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	8.992.474	4.908.454	-	-	(8.992.474)	(4.908.454)	-	-
Otras provisiones no corrientes	34.634.441	34.859.087	147.173.669	162.308.328	146.949	76.426	181.955.059	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	397.148.383	397.978.536	62.620.094	61.859.841	15.990.421	18.523.107	475.758.898	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	41.949.085	43.461.827	189.807.352	213.666.598	13.287.991	12.801.987	245.044.428	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes	33.196.515	41.869.004	21.475.584	23.851.389	(10.259.899)	(12.457.593)	44.412.200	53.262.800
<b>PATRIMONIO NETO</b>	3.926.747.881	4.052.186.212	2.876.954.415	3.089.679.406	1.274.072.499	1.137.353.128	8.077.774.795	8.279.218.746
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	3.926.747.881	4.052.186.212	2.876.954.415	3.089.679.406	1.274.072.499	1.137.353.128	6.063.402.249	6.201.976.047
Capital emitido	1.497.099.935	1.512.762.830	810.154.328	872.231.352	3.497.193.723	3.419.453.804	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.221.616.204	2.172.639.133	1.382.160.467	1.384.094.891	(398.967.790)	(504.999.579)	3.204.808.881	3.051.734.445
Primas de emisión	206.056.986	206.599.062	3.820.794	3.965.297	(209.877.780)	(210.564.359)	-	-
Otras reservas	1.974.756	160.185.187	680.818.826	829.387.866	(1.614.275.654)	(1.566.536.738)	(2.945.854.618)	(2.654.206.384)
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	2.014.372.546	2.077.242.699
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>7.781.796.111</b>	<b>8.072.661.706</b>	<b>6.390.436.296</b>	<b>6.717.102.951</b>	<b>1.329.496.048</b>	<b>1.131.557.659</b>	<b>15.501.728.455</b>	<b>15.921.322.316</b>

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

País	Generación y Transmisión		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>								
<b>INGRESOS</b>	<b>762.044.236</b>	<b>669.407.532</b>	<b>1.283.941.015</b>	<b>1.042.479.992</b>	<b>(169.954.006)</b>	<b>(140.090.607)</b>	<b>1.876.031.245</b>	<b>1.571.796.917</b>
Ingresos de actividades ordinarias	748.945.690	652.774.767	1.161.377.834	988.969.602	(170.110.624)	(140.367.521)	1.740.212.900	1.501.376.848
Ventas de energía	678.253.582	602.007.102	1.062.709.525	915.041.465	(146.659.752)	(131.506.076)	1.594.303.355	1.385.542.491
Otras ventas	4.915.786	5.098.182	3.910.118	1.675.734	-	2.867.005	8.825.904	9.640.921
Otras prestaciones de servicios	65.776.322	45.669.483	94.758.191	72.252.403	(23.450.872)	(11.728.450)	137.083.641	106.193.436
Otros ingresos	13.098.546	16.632.765	122.563.181	53.510.390	156.618	276.914	135.818.345	70.420.069
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(399.346.577)</b>	<b>(348.133.658)</b>	<b>(822.155.395)</b>	<b>(709.022.286)</b>	<b>166.760.238</b>	<b>143.862.902</b>	<b>(1.054.741.914)</b>	<b>(913.293.042)</b>
Compras de energía	(142.398.685)	(130.938.879)	(706.545.133)	(597.494.634)	150.586.656	131.640.574	(698.357.162)	(596.792.939)
Consumo de combustible	(152.692.443)	(124.748.837)	-	-	-	(772)	(152.692.443)	(124.749.609)
Gastos de transporte	(78.635.997)	(75.510.980)	(53.847.092)	(44.173.444)	19.172.942	12.722.454	(113.310.147)	(106.961.970)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(25.619.632)	(16.934.962)	(61.763.170)	(67.354.208)	(2.999.360)	(499.354)	(90.382.162)	(84.788.524)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>362.697.479</b>	<b>321.273.874</b>	<b>461.785.620</b>	<b>333.457.706</b>	<b>(3.193.768)</b>	<b>3.772.295</b>	<b>821.289.331</b>	<b>658.503.875</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.367.982	4.767.135	12.493.022	10.147.607	40.737	-	15.901.741	14.914.742
Gastos por beneficios a los empleados	(42.292.333)	(35.064.884)	(97.967.560)	(74.151.772)	(11.884.775)	(10.010.155)	(152.144.668)	(119.226.811)
Otros gastos, por naturaleza	(40.585.690)	(33.634.467)	(126.274.602)	(108.828.376)	6.341.775	2.164.992	(160.518.517)	(140.297.851)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>283.187.438</b>	<b>257.341.658</b>	<b>250.036.480</b>	<b>160.625.165</b>	<b>(8.696.031)</b>	<b>(4.072.868)</b>	<b>524.527.887</b>	<b>413.893.955</b>
Gasto por depreciación y amortización	(66.127.751)	(55.983.104)	(51.456.061)	(54.567.395)	224.697	(757.257)	(117.359.115)	(111.307.756)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	228.627	22.927	(11.230.934)	(7.572.186)	(50)	-	(11.002.357)	(7.549.259)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>217.288.314</b>	<b>201.381.481</b>	<b>187.349.485</b>	<b>98.485.584</b>	<b>(8.471.384)</b>	<b>(4.830.125)</b>	<b>396.166.415</b>	<b>295.036.940</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(46.345.755)</b>	<b>(67.532.143)</b>	<b>(45.174.403)</b>	<b>(19.984.858)</b>	<b>15.870.891</b>	<b>26.156.679</b>	<b>(75.649.267)</b>	<b>(61.360.322)</b>
Ingresos financieros	6.117.599	5.923.223	29.030.954	42.146.109	7.976.288	25.858.489	43.124.841	73.927.821
Costos financieros	(34.030.681)	(38.511.091)	(74.608.260)	(61.518.810)	(2.368.201)	(239.716)	(111.007.142)	(100.269.617)
Resultados por Unidades de Reajuste	(535.900)	(143.169)	(39.891)	11.433	446.121	(3.920.052)	(129.670)	(4.051.788)
Diferencias de cambio	(17.896.773)	(34.801.106)	442.794	(623.590)	9.816.683	4.457.958	(7.637.296)	(30.966.738)
Positivas	13.581.622	23.565.417	1.786.690	1.505.877	18.957.008	16.557.862	34.325.320	41.629.156
Negativas	(31.478.395)	(58.366.523)	(1.343.896)	(2.129.467)	(9.140.325)	(12.099.904)	(41.962.616)	(72.595.894)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.174.571	6.480.208	331.510	498.002	(8.635)	(7.276)	1.497.446	6.970.934
Otras ganancias (pérdidas)	4.242.768	(1.786)	(71.178)	16.337	-	4.809.187	4.171.590	4.823.738
Resultado de Otras Inversiones	4.207.150	282	-	-	-	-	4.207.150	282
Resultados en Ventas de Activos	35.618	(2.068)	(71.178)	16.337	-	4.809.187	(35.560)	4.823.456
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>176.359.898</b>	<b>140.327.760</b>	<b>142.435.414</b>	<b>79.015.065</b>	<b>7.390.872</b>	<b>26.128.465</b>	<b>326.186.184</b>	<b>245.471.290</b>
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(77.712.135)	(50.029.956)	(44.671.184)	(38.724.711)	27.281.295	(36.521.802)	(95.102.024)	(125.276.469)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>98.647.763</b>	<b>90.297.804</b>	<b>97.764.230</b>	<b>40.290.354</b>	<b>34.672.167</b>	<b>(10.393.337)</b>	<b>231.084.160</b>	<b>120.194.821</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>98.647.763</b>	<b>90.297.804</b>	<b>97.764.230</b>	<b>40.290.354</b>	<b>34.672.167</b>	<b>(10.393.337)</b>	<b>231.084.160</b>	<b>120.194.821</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	98.647.763	90.297.804	97.764.230	40.290.354	34.672.167	(10.393.337)	231.084.160	120.194.821
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora</b>							<b>153.074.436</b>	<b>76.810.944</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras</b>							<b>78.009.724</b>	<b>43.383.877</b>

  

País	Generación		Distribución		Eliminaciones y otros		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>								
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	259.315.560	144.265.434	164.778.409	89.763.149	(35.182.273)	(15.677.580)	388.911.696	218.351.003
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(118.137.932)	(60.346.339)	(206.723.782)	(74.831.222)	(129.232.021)	465.324.226	(454.093.735)	330.146.665
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(351.158.610)	(87.640.044)	(88.892.236)	(134.383.411)	127.562.452	(489.876.310)	(312.488.394)	(711.899.765)

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

### 35.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS</b>														
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	2.009.135.670	1.878.994.993	645.128.696	520.217.733	835.004.028	848.758.549	346.825.309	574.295.812	267.022.244	287.163.111	(181.812.327)	(177.931.310)	3.921.303.620	3.931.498.888
Efectivo y equivalentes al efectivo	897.761.463	989.320.583	37.529.731	25.917.276	152.156.587	197.723.645	125.839.187	357.750.546	97.194.824	134.033.441	-	-	1.310.481.792	1.704.745.491
Otros activos financieros corrientes	146.497.290	8.518.962	-	-	39.202.760	52.870.583	33.973.138	38.065.858	-	-	-	-	219.673.188	99.455.403
Otros activos no financieros, corriente	22.922.699	16.052.871	8.661.089	4.151.319	104.726.613	115.566.129	12.063.091	12.267.413	21.425.238	27.060.380	-	-	169.798.730	175.098.112
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	621.421.750	578.408.890	524.985.662	416.026.626	500.811.558	446.392.339	157.513.247	147.531.981	115.873.244	93.735.123	226.610	(408.056)	1.920.832.071	1.681.686.903
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	156.601.058	134.750.382	28.729.425	28.097.713	23.630.439	22.359.268	975.437	748.922	-	3.256	(182.038.937)	(167.518.201)	27.897.422	18.441.340
Inventarios corrientes	50.106.385	43.677.878	40.347.523	41.937.394	1.058.354	934.466	15.098.635	16.506.890	31.983.855	30.463.526	-	-	138.594.752	133.520.154
Activos por impuestos corrientes, corriente	113.825.025	90.281.411	4.875.266	4.087.405	13.417.717	12.912.119	1.362.574	1.424.202	545.083	1.867.385	-	-	134.025.665	110.572.522
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	17.984.016	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.005.053)	-	7.978.963
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	9.700.966.786	9.750.318.070	887.671.543	822.281.224	1.976.381.654	2.333.408.466	2.618.651.730	2.716.160.481	1.548.042.603	1.553.601.206	(5.151.289.481)	(5.185.946.019)	11.580.424.835	11.989.823.428
Otros activos financieros no corrientes	38.251.410	33.090.868	68.467	72.882	423.622.870	496.463.986	867.190	1.177.618	9.386	16.166	-	-	462.819.323	530.821.520
Otros activos no financieros no corrientes	178.497	236.772	4.207.752	4.232.688	62.037.878	69.746.584	3.391.438	3.644.175	-	-	(131.936)	(54.039)	69.683.629	77.806.180
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7.056.832	7.496.412	178.944.794	175.753.071	56.715.509	97.082.421	10.511.074	11.309.771	-	-	-	-	253.228.209	291.641.675
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	472.665	486.605	40.939.579	36.267.177	-	-	-	-	(40.939.579)	(36.267.177)	472.665	486.605
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	6.262.734.898	6.324.305.426	42.511.824	42.815.909	-	-	31.715.195	32.798.603	79.613.987	95.911.225	(6.343.299.753)	(6.422.197.553)	73.276.151	73.633.610
Activos intangibles distintos de la plusvalía	35.957.077	36.525.521	2.773.522	2.533.936	907.229.344	1.062.638.430	38.092.181	40.612.537	26.905.633	25.901.632	-	-	1.010.957.757	1.168.212.056
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	1.393.216	1.401.472	82.829.058	97.979.622	4.678.341	4.886.064	7.208.609	8.527.161	1.256.285.494	1.295.818.830	1.354.635.196	1.410.853.627
Propiedades, planta y equipo	3.293.180.389	3.303.520.171	653.363.399	591.453.902	331.592.732	389.577.389	2.488.369.854	2.549.665.315	1.434.304.988	1.423.245.022	(23.203.707)	(23.246.080)	8.177.607.655	8.234.215.719
Propiedad de inversión	8.497.703	8.514.562	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8.497.703	8.514.562
Activos por impuestos diferidos	52.869.502	34.387.860	3.935.904	3.530.759	71.414.684	83.652.857	41.026.457	72.066.398	-	-	-	-	169.246.547	193.637.874
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>11.710.102.456</b>	<b>11.629.313.063</b>	<b>1.532.800.239</b>	<b>1.342.498.957</b>	<b>2.811.385.682</b>	<b>3.182.167.015</b>	<b>2.965.477.039</b>	<b>3.290.456.293</b>	<b>1.815.064.847</b>	<b>1.840.764.317</b>	<b>(5.333.101.808)</b>	<b>(5.363.877.329)</b>	<b>15.501.728.455</b>	<b>15.921.322.316</b>

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

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	949.118.863	744.843.606	998.474.996	919.270.662	465.685.250	479.284.646	634.906.931	828.561.609	337.043.928	269.583.701	(274.861.717)	(46.722.240)	3.110.368.251	3.194.821.984
Otros pasivos financieros corrientes	163.881.817	150.748.390	35.509.986	36.046.855	72.035.581	78.874.557	48.337.651	92.779.423	88.555.090	63.356.454	-	-	408.320.125	421.805.679
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	575.133.000	490.927.954	848.257.716	775.438.014	334.720.969	340.379.343	347.269.792	428.369.239	159.303.348	167.957.943	1.084.026	85.804.457	2.265.768.851	2.288.876.950
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	127.675.842	10.417.853	29.601.768	28.081.812	30.999.954	30.274.223	158.286.714	198.528.161	60.246.221	8.905.270	(275.945.743)	(132.526.697)	130.864.756	143.680.622
Otras provisiones corrientes	11.451.049	11.627.110	36.691.161	33.345.118	2.503.638	3.335.096	12.717.487	31.449.522	10.280.628	10.465.838	-	-	73.643.963	90.222.684
Pasivos por impuestos corrientes	38.698.271	38.357.866	7.113.558	6.836.964	6.020.866	2.213.038	57.368.494	64.747.073	3.542.273	3.317.372	-	-	112.743.462	115.472.313
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	32.278.884	37.276.286	41.300.807	39.521.899	19.404.242	24.208.389	10.926.793	12.688.191	15.116.368	15.580.824	-	-	119.027.094	129.275.589
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	5.488.147	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.488.147
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	1.442.844.485	1.410.672.019	393.552.422	291.965.068	817.260.353	959.581.284	1.154.055.751	1.241.915.054	566.444.709	601.204.740	(60.572.311)	(58.056.579)	4.313.585.409	4.447.281.586
Otros pasivos financieros no corrientes	1.075.348.488	1.042.430.478	44.448.753	44.052.205	529.178.298	627.845.559	1.078.521.151	1.162.494.911	379.204.300	412.274.375	-	-	3.106.700.990	3.289.097.528
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078	3.711.078	227.142.680	120.587.518	28.860.076	35.086.925	-	-	-	-	-	-	259.713.834	159.385.521
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	41.468.009	36.594.486	-	-	-	-	-	-	(41.468.009)	(36.594.486)	-	-
Otras provisiones no corrientes	28.963.205	27.969.934	9.019.279	8.468.074	135.989.699	152.802.156	4.025.996	4.100.860	3.956.880	3.902.817	-	-	181.955.059	197.243.841
Pasivo por impuestos diferidos	256.031.242	255.156.048	32.212.541	31.236.466	15.990.421	18.454.634	-	-	171.524.694	173.514.336	-	-	475.758.898	478.361.484
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	56.092.886	56.333.817	12.775.034	12.825.808	101.978.555	122.729.879	71.508.604	75.319.283	2.689.349	2.721.625	-	-	245.044.428	269.930.412
Otros pasivos no financieros no corrientes	22.697.586	25.070.664	26.486.126	38.200.511	5.263.304	2.662.131	-	-	9.069.486	8.791.587	(19.104.302)	(21.462.093)	44.412.200	53.262.800
<b>PATRIMONIO NETO</b>	9.318.139.108	9.473.797.438	140.772.821	131.263.227	1.528.440.079	1.743.301.085	1.176.514.357	1.219.979.630	911.576.210	969.975.876	(4.997.667.780)	(5.259.098.510)	8.077.774.795	8.279.218.746
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	9.318.139.108	9.473.797.438	140.772.821	131.263.227	1.528.440.079	1.743.301.085	1.176.514.357	1.219.979.630	911.576.210	969.975.876	(4.997.667.780)	(5.259.098.510)	6.063.402.249	6.201.976.047
Capital emitido	8.300.491.759	8.284.164.467	205.165.559	206.381.462	182.872.312	216.324.676	163.152.879	170.397.032	282.267.925	298.376.352	(3.329.502.448)	(3.371.196.003)	5.804.447.986	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.698.065.169	3.565.687.987	(106.481.219)	151.386.397	188.586.776	206.870.339	61.474.031	145.279.263	172.397.331	281.694.302	(809.233.207)	(996.411.049)	3.204.808.881	3.051.734.445
Primas de emisión	206.574.859	206.574.859	-	-	578.328.036	684.112.119	3.254.492	3.398.995	48.429	590.505	(788.205.816)	(894.676.478)	-	-
Otras reservas	(2.886.992.679)	(2.582.629.875)	42.088.481	76.268.162	578.652.955	635.993.951	948.632.955	900.904.340	456.862.525	389.314.717	(70.726.309)	3.185.020	(2.945.854.618)	(2.654.206.384)
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.014.372.546	2.077.242.699
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>11.710.102.456</b>	<b>11.629.313.063</b>	<b>1.532.800.239</b>	<b>1.342.498.957</b>	<b>2.811.385.682</b>	<b>3.182.167.015</b>	<b>2.965.477.039</b>	<b>3.290.456.293</b>	<b>1.815.064.847</b>	<b>1.840.764.317</b>	<b>(5.333.101.808)</b>	<b>(5.363.877.329)</b>	<b>15.501.728.455</b>	<b>15.921.322.316</b>

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

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	572.104.364	449.892.601	214.685.098	93.662.508	538.572.585	500.177.997	356.127.730	341.952.700	204.079.140	186.137.166	462.328	(26.055)	1.740.212.900	1.571.796.917
Ingresos de actividades ordinarias	568.975.848	445.015.980	115.332.656	78.891.900	497.876.367	463.400.183	354.981.173	332.936.870	202.581.729	181.157.115	465.124	(25.200)	1.740.212.900	1.501.376.848
Ventas de energía	540.443.410	416.317.061	85.528.247	58.317.884	461.858.766	431.288.536	320.992.623	308.171.610	185.480.309	171.500.146	-	(62.746)	1.594.303.555	1.385.542.491
Otras ventas	2.078.422	4.726.331	46.079	27.926	1.715.244	1.295.480	1.474.787	858.649	3.511.372	2.732.535	-	-	8.825.904	9.640.921
Otras prestaciones de servicios	26.454.016	23.972.588	29.758.330	20.546.090	34.302.357	30.816.167	32.513.766	23.906.611	13.590.048	6.924.434	465.124	27.546	137.083.641	106.193.436
Otros ingresos	3.128.516	4.876.621	99.352.442	14.770.608	30.696.218	36.777.814	1.146.554	9.015.830	1.497.411	4.980.051	(2.796)	(855)	136.818.345	70.420.069
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	(411.144.162)	(328.777.780)	(66.744.227)	(62.448.769)	(332.870.303)	(295.510.936)	(143.286.810)	(136.038.939)	(100.696.412)	(90.516.818)	-	-	(1.054.741.914)	(913.293.042)
Compras de energía	(246.216.140)	(198.219.576)	(44.415.187)	(45.294.320)	(259.058.183)	(215.295.450)	(86.397.750)	(86.213.559)	(61.073.433)	(52.563.178)	803.531	753.144	(696.357.162)	(596.792.939)
Consumo de combustible	(91.036.878)	(72.149.342)	(19.374.820)	(15.471.798)	(14.193.423)	(10.966.050)	(7.104.509)	(5.941.210)	(20.982.713)	(20.221.209)	-	-	(152.692.443)	(124.749.609)
Gastos de transporte	(49.575.962)	(49.657.369)	(577.109)	(399.811)	(21.918.174)	(19.500.132)	(31.143.983)	(29.544.439)	(9.291.369)	(7.037.275)	(803.531)	(753.144)	(113.310.147)	(108.961.970)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(24.315.062)	(8.741.493)	(2.377.111)	(13.233.040)	(37.700.529)	(49.689.304)	(16.640.568)	(14.339.731)	(9.348.898)	(10.694.956)	-	-	(90.382.162)	(64.788.524)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	160.960.202	121.114.821	147.940.871	31.213.739	195.702.282	204.667.061	212.840.920	205.913.761	103.382.728	95.620.548	462.328	(26.055)	821.289.331	658.503.875
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.121.483	3.577.887	9.227.944	5.224.355	895.950	3.082.375	2.235.306	2.274.869	1.055.941	755.256	(634.883)	-	15.901.741	14.914.742
Gastos por beneficios a los empleados	(35.722.817)	(31.236.435)	(65.468.379)	(39.057.895)	(26.735.032)	(25.167.107)	(13.660.313)	(12.644.559)	(10.558.127)	(11.120.815)	-	-	(152.144.668)	(119.226.811)
Otros gastos, por naturaleza	(26.081.322)	(27.738.081)	(44.121.342)	(42.015.205)	(46.077.555)	(41.902.304)	(32.851.434)	(18.038.044)	(11.559.419)	(10.630.272)	172.555	26.055	(160.518.517)	(140.297.851)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	102.277.546	65.718.192	47.579.094	(44.635.006)	123.785.645	140.680.025	168.564.479	177.506.027	82.321.123	74.624.717	-	-	524.527.887	413.893.955
Gasto por depreciación y amortización	(36.351.708)	(30.369.262)	(10.789.882)	(8.962.601)	(25.638.212)	(28.472.176)	(24.720.492)	(26.061.098)	(19.858.821)	(17.830.745)	-	388.126	(117.359.115)	(111.307.756)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.139.021)	(686.699)	(526.233)	(377.462)	(9.281.207)	(5.852.692)	319.581	(260.182)	(375.477)	(372.224)	-	-	(11.002.357)	(7.549.259)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	64.786.817	34.662.231	36.262.979	53.975.069	88.866.226	106.355.157	144.163.568	151.184.747	62.086.825	56.421.748	-	388.126	396.166.415	295.036.940
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	(16.792.576)	1.121.982	(24.241.750)	(66.471.365)	(2.471.340)	11.597.105	(14.959.222)	(15.031.408)	(6.745.824)	(5.197.299)	(10.438.555)	12.620.663	(75.649.267)	(61.360.322)
Ingresos financieros	8.089.244	24.659.408	3.150.827	1.949.296	28.168.116	43.337.706	2.419.986	3.509.935	2.093.583	1.051.447	(796.915)	(579.971)	43.124.841	73.927.821
Costos financieros	(23.749.639)	(19.505.639)	(23.961.986)	(20.909.136)	(39.637.155)	(36.177.164)	(17.510.783)	(18.628.920)	(6.944.494)	(5.865.633)	796.915	816.875	(111.007.142)	(100.269.617)
Resultados por Unidades de Reajuste	(129.670)	(4.051.788)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(129.670)	(4.051.788)
Diferencias de cambio	(1.002.511)	20.001	(3.430.591)	(47.511.525)	8.997.699	4.436.563	131.575	87.577	(1.894.913)	(383.113)	(10.438.555)	12.383.759	(7.637.296)	(30.966.738)
Positivas	35.359.214	20.975.755	1.524.605	12.433.145	14.293.252	7.585.481	662.809	481.308	1.015.221	437.658	(18.529.781)	(284.191)	34.325.320	41.629.156
Negativas	(36.361.725)	(20.955.754)	(4.955.196)	(59.944.670)	(5.295.553)	(3.148.918)	(531.234)	(393.731)	(2.910.134)	(820.771)	8.091.226	12.667.950	(41.962.616)	(72.595.894)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	1.165.937	6.445.833	9.461	34.422	-	-	322.048	490.679	-	-	-	-	1.497.446	6.970.934
Otras ganancias (pérdidas)	4.160.133	4.809.469	-	-	-	-	11.457	16.286	-	(2.017)	-	-	4.171.590	4.823.738
Resultado de Otras Inversiones	4.207.150	282	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.207.150	282
Resultados en Ventas de Activos	(47.017)	4.809.187	-	-	-	-	11.457	16.286	-	(2.017)	-	-	(35.560)	4.823.456
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	53.320.311	47.039.515	12.030.690	(120.412.012)	86.394.886	117.952.262	129.537.851	136.660.304	55.341.001	51.222.432	(10.438.555)	13.008.789	326.186.184	245.471.290
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	4.489.935	(46.298.161)	(1.610.130)	(870.910)	(24.894.384)	(17.749.562)	(53.790.052)	(44.963.245)	(19.297.393)	(15.394.591)	-	-	(95.102.024)	(125.276.469)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	57.810.246	741.354	10.420.560	(121.282.922)	61.500.502	100.202.700	75.747.799	91.697.059	36.043.608	35.827.841	(10.438.555)	13.008.789	231.084.160	120.194.821
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	57.810.246	741.354	10.420.560	(121.282.922)	61.500.502	100.202.700	75.747.799	91.697.059	36.043.608	35.827.841	(10.438.555)	13.008.789	231.084.160	120.194.821
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	57.810.246	741.354	10.420.560	(121.282.922)	61.500.502	100.202.700	75.747.799	91.697.059	36.043.608	35.827.841	(10.438.555)	13.008.789	231.084.160	120.194.821
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153.074.436	76.810.944
													78.009.724	43.383.877

Pais	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	76.636.522	25.390.466	97.742.250	45.271.043	66.473.327	76.154.237	102.264.432	72.298.672	46.918.032	1.284.054	(1.122.867)	(2.047.469)	388.911.696	218.351.003
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(92.895.847)	581.099.070	(84.384.320)	(37.101.501)	(65.489.049)	(40.247.391)	(89.219.267)	6.999.050	(57.997.595)	(20.070.594)	(64.107.657)	(160.531.969)	(454.093.735)	330.146.665
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(86.229.187)	(536.408.872)	(1.550.092)	(6.301.080)	(20.082.047)	(103.403.622)	(243.572.501)	(209.565.517)	(26.217.944)	(18.800.112)	65.163.377	162.579.438	(312.488.394)	(711.899.765)

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

### 35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países.

#### a) Generación y Transmisión

Línea de Negocio	Generación y Transmisión														
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS</b>															
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	620.133.185	587.911.081	134.862.397	111.345.580	158.378.675	179.310.128	166.043.932	329.704.908	154.431.853	164.347.787	(105.510.969)	(114.094.932)	1.128.339.073	1.258.524.552	
Efectivo y equivalentes al efectivo	13.065.742	50.627.592	25.967.861	20.268.881	54.645.420	76.039.740	76.227.824	224.564.345	58.213.067	73.264.364	-	-	228.119.914	444.764.922	
Otros activos financieros corrientes	3.159.947	4.389.709	-	-	14.215.166	26.000.508	318.986	20.460.311	-	-	-	-	17.694.099	50.850.528	
Otros activos no financieros, corriente	17.914.768	10.766.653	7.451.775	2.909.678	17.475.891	15.508.149	8.158.023	9.272.519	17.535.823	22.807.982	-	-	68.536.280	61.264.981	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	352.292.246	317.283.266	67.770.196	55.648.584	29.429.984	35.732.810	65.031.390	53.822.823	45.931.033	35.628.118	73.256	248.342	560.528.105	498.363.943	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	138.949.239	113.265.863	28.687.313	28.040.438	40.180.912	23.607.823	5.014.967	7.818.044	9.543.752	8.711.102	(105.584.225)	(104.338.221)	116.791.958	77.105.049	
Inventarios corrientes	42.354.609	36.871.184	2.287.256	2.268.098	20.906	24.762	9.930.169	12.342.664	22.847.348	22.290.073	-	-	77.440.288	73.796.781	
Activos por impuestos corrientes, corriente	52.396.634	44.701.761	2.697.996	2.209.901	2.410.396	2.396.336	1.362.573	1.424.202	360.830	1.646.148	-	-	59.228.429	52.378.348	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	10.005.053	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(10.005.053)	-	-	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	4.511.228.127	4.509.737.795	409.462.542	376.359.459	399.988.522	465.167.544	1.743.444.197	1.787.224.362	898.843.965	918.279.644	(1.309.510.315)	(1.242.631.650)	6.653.457.038	6.814.137.154	
Otros activos financieros no corrientes	12.324.103	6.719.853	31.712	30.877	1	1	862.095	1.170.931	9.386	16.166	-	-	13.227.297	7.937.828	
Otros activos no financieros no corrientes	42.847	42.847	3.782.412	3.804.828	6.557.161	7.666.802	1.031.005	1.075.811	-	-	-	-	11.413.425	12.590.288	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	177.584.356	174.458.331	7.295.726	8.630.215	2.049.061	2.177.709	-	-	-	-	186.929.143	185.266.255	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	32.061.698	31.402.626	-	-	-	-	(32.061.698)	(31.402.626)	-	-	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.858.903.105	1.852.154.229	1.917.920	1.981.428	16.314.206	19.298.297	-	-	42.438.483	57.999.593	(1.390.380.816)	(1.322.024.225)	529.192.898	609.409.322	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.994.796	18.851.913	67.039	70.302	2.406.954	2.847.709	21.766.135	22.960.562	10.669.701	10.768.352	-	-	53.904.625	55.498.838	
Plusvalía	-	-	1.393.216	1.401.472	-	-	4.678.341	4.886.064	7.208.609	8.527.161	112.932.199	110.795.201	126.212.365	125.609.898	
Propiedades, planta y equipo	2.608.557.848	2.621.113.891	220.749.982	191.081.462	309.567.859	362.640.263	1.683.785.814	1.707.545.357	838.517.786	840.968.372	-	-	5.661.179.289	5.723.349.345	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	12.405.428	10.855.062	3.935.905	3.530.759	25.784.917	32.681.631	29.271.746	47.407.928	-	-	-	-	71.397.996	94.475.380	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.131.361.312</b>	<b>5.097.648.876</b>	<b>544.324.939</b>	<b>487.705.039</b>	<b>558.367.197</b>	<b>644.477.672</b>	<b>1.909.488.129</b>	<b>2.116.929.270</b>	<b>1.053.275.818</b>	<b>1.082.627.431</b>	<b>(1.415.021.284)</b>	<b>(1.356.726.582)</b>	<b>7.781.796.111</b>	<b>8.072.661.706</b>	

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

País	Generación y Transmisión													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	708.696.600	674.505.169	199.652.715	180.031.592	158.960.795	209.741.472	360.057.969	500.427.459	153.673.152	111.916.694	(127.708.777)	(54.269.042)	1.453.332.454	1.622.353.344
Otros pasivos financieros corrientes	155.074.707	146.364.103	30.859.934	29.204.543	462.469	547.554	10.665.787	90.868.809	51.399.526	30.884.141	-	-	248.462.423	297.869.150
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	390.330.835	330.234.621	118.466.989	104.631.867	64.054.815	55.829.739	176.563.402	194.459.885	53.722.118	63.043.076	981.436	29.732.030	804.119.595	777.931.218
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	100.715.034	139.180.109	28.605.149	27.161.544	85.647.951	147.681.040	109.191.756	131.257.351	42.020.866	9.832.315	(128.690.213)	(84.001.072)	237.490.543	371.111.287
Otras provisiones corrientes	10.761.632	10.932.577	1.503.353	666.299	-	-	6.443.503	24.071.622	2.701.237	2.681.490	-	-	21.409.725	38.351.988
Pasivos por impuestos corrientes	35.565.113	31.480.257	7.113.558	6.836.964	6.020.867	2.213.037	53.255.210	55.331.792	1.159.938	761.199	-	-	103.114.686	96.623.249
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	16.249.279	16.313.502	13.103.732	11.530.375	2.774.693	3.470.102	3.938.311	4.438.000	2.669.467	4.714.473	-	-	38.735.482	40.466.452
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	1.091.731.469	1.060.892.738	188.341.355	154.168.284	10.191.450	8.446.341	845.696.309	883.041.284	297.950.309	322.944.470	(32.195.116)	(31.370.967)	2.401.715.776	2.398.122.150
Otros pasivos financieros no corrientes	809.722.265	778.135.168	44.448.753	44.052.205	1.933.642	2.421.880	826.227.937	862.784.448	159.919.413	183.792.705	-	-	1.842.252.010	1.871.186.406
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078	3.711.078	39.781.696	89.968	50.094	57.790	-	-	-	-	-	-	43.542.868	3.858.836
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	41.468.008	36.594.486	-	-	-	-	-	-	-	-	8.992.474	4.908.454
Otras provisiones no corrientes	25.445.610	25.161.118	-	-	4.734.846	5.571.273	740.319	465.509	3.713.666	3.661.187	-	-	34.634.441	34.859.087
Pasivo por impuestos diferidos	231.392.037	232.045.128	32.212.541	31.236.466	-	-	-	-	133.543.805	134.696.942	-	-	397.148.383	397.978.536
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.503.376	18.882.217	3.944.231	3.994.647	-	-	18.728.053	19.791.327	773.425	793.636	-	-	41.949.085	43.461.827
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.957.103	2.958.029	26.486.126	38.200.512	3.472.868	395.398	-	-	-	-	280.418	315.065	33.196.515	41.869.004
<b>PATRIMONIO NETO</b>	3.330.933.243	3.362.250.969	156.330.869	153.505.163	389.214.952	426.289.859	703.733.851	733.460.527	601.652.357	647.766.267	(1.255.117.391)	(1.271.086.573)	3.926.747.881	4.052.186.212
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	3.330.933.243	3.362.250.969	156.330.869	153.505.163	389.214.952	426.289.859	703.733.851	733.460.527	601.652.357	647.766.267	(1.255.117.391)	(1.271.086.573)	3.926.747.881	4.052.186.212
Capital emitido	2.066.166.419	2.066.342.520	107.835.349	108.474.430	97.374.327	115.185.419	159.928.705	167.029.702	211.683.532	227.902.984	(1.145.888.397)	(1.172.172.225)	1.497.099.935	1.512.762.830
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.566.902.094	1.401.123.725	18.420.046	(19.153.229)	163.687.993	159.510.944	55.030.394	110.289.985	76.104.882	170.891.294	341.470.795	349.976.414	2.221.616.204	2.172.639.133
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-	-	-	48.429	590.505	-	-	206.056.986	206.599.062
Otras reservas	(508.143.827)	(311.223.833)	30.075.474	64.183.962	128.152.632	151.593.496	488.774.752	456.140.840	313.815.514	248.381.484	(450.699.789)	(448.890.762)	1.974.756	160.185.187
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>5.131.361.312</b>	<b>5.097.648.876</b>	<b>544.324.939</b>	<b>487.705.039</b>	<b>558.367.197</b>	<b>644.477.672</b>	<b>1.909.488.129</b>	<b>2.116.929.270</b>	<b>1.053.275.818</b>	<b>1.082.627.431</b>	<b>(1.415.021.284)</b>	<b>(1.356.726.582)</b>	<b>7.781.796.111</b>	<b>8.072.661.706</b>

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



Generación y Transmisión

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	<b>369.471.973</b>	<b>264.354.936</b>	<b>54.576.321</b>	<b>46.273.372</b>	<b>83.813.715</b>	<b>116.697.436</b>	<b>157.079.055</b>	<b>150.780.347</b>	<b>96.574.567</b>	<b>91.270.195</b>	<b>528.605</b>	<b>31.246</b>	<b>762.044.236</b>	<b>669.407.532</b>
Ingresos de actividades ordinarias	367.772.460	262.227.236	44.127.345	32.861.172	83.813.715	116.697.436	156.562.717	150.513.665	96.138.052	90.443.156	531.401	32.102	748.945.690	652.774.767
Ventas de energía	355.454.998	250.386.371	19.246.485	15.450.216	67.190.152	102.543.854	155.088.657	150.416.014	81.273.290	83.210.647	-	-	678.253.582	602.007.102
Otras ventas	805.627	2.370.844	-	-	-	-	1.450.339	-	2.659.820	2.727.338	-	-	4.915.786	5.098.182
Otras prestaciones de servicios	11.511.835	9.470.021	24.880.860	17.410.956	16.623.563	14.153.582	23.721	97.651	12.204.942	4.505.171	531.401	32.102	65.776.322	45.669.483
Otros ingresos	1.699.513	2.127.700	10.448.976	13.412.200	-	-	516.338	266.682	436.515	827.039	(2.796)	(856)	13.098.546	16.632.765
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(268.740.003)</b>	<b>(205.580.392)</b>	<b>(22.590.612)</b>	<b>(18.728.554)</b>	<b>(29.527.578)</b>	<b>(44.849.284)</b>	<b>(42.512.455)</b>	<b>(44.358.860)</b>	<b>(35.976.109)</b>	<b>(34.616.568)</b>	-	-	<b>(399.346.757)</b>	<b>(348.133.658)</b>
Compras de energía	(115.926.294)	(81.426.698)	(418.729)	(1.806.812)	(12.292.355)	(28.945.159)	(12.218.992)	(17.176.178)	(2.345.846)	(2.337.176)	803.531	753.144	(142.398.685)	(130.938.879)
Consumo de combustible	(91.036.978)	(72.148.570)	(19.374.820)	(15.471.798)	(14.193.423)	(10.966.050)	(7.104.509)	(5.941.210)	(20.982.713)	(20.221.209)	-	-	(152.692.443)	(124.748.837)
Gastos de transporte	(48.827.938)	(49.144.098)	(422.307)	(136.764)	(3.041.800)	(3.153.509)	(16.216.435)	(15.250.725)	(9.323.986)	(7.072.740)	(803.531)	(753.144)	(78.635.997)	(75.510.980)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(12.948.793)	(2.861.026)	(2.374.756)	(1.313.180)	-	(1.784.566)	(6.972.519)	(5.990.747)	(3.323.564)	(4.985.443)	-	-	(25.619.632)	(16.934.962)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>100.731.970</b>	<b>58.774.544</b>	<b>31.985.709</b>	<b>27.544.818</b>	<b>54.286.137</b>	<b>71.848.152</b>	<b>114.566.600</b>	<b>106.421.487</b>	<b>60.598.458</b>	<b>56.653.627</b>	<b>528.605</b>	<b>31.246</b>	<b>362.697.479</b>	<b>321.273.874</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.734.038	2.458.922	838.027	799.096	-	86.792	1.312.189	1.324.971	118.611	97.444	(634.883)	-	3.367.982	4.767.135
Gastos por beneficios a los empleados	(16.852.712)	(14.735.002)	(11.726.203)	(8.415.724)	(3.432.241)	(3.108.961)	(4.985.967)	(4.431.967)	(5.295.210)	(4.375.230)	-	-	(42.292.333)	(35.064.884)
Otros gastos, por naturaleza	(16.610.813)	(15.718.848)	(3.388.871)	(5.228.568)	(1.933.454)	(2.292.498)	(13.287.407)	(5.097.917)	(5.471.423)	(5.265.390)	106.278	(31.246)	(40.585.690)	(33.634.467)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>69.002.483</b>	<b>30.779.616</b>	<b>17.708.662</b>	<b>14.699.532</b>	<b>48.920.442</b>	<b>66.535.485</b>	<b>97.605.415</b>	<b>98.216.574</b>	<b>49.590.436</b>	<b>47.110.451</b>	-	-	<b>283.187.438</b>	<b>257.341.658</b>
Gasto por depreciación y amortización	(29.386.437)	(22.418.620)	(7.888.552)	(6.292.213)	(6.104.595)	(6.326.342)	(9.700.325)	(9.447.744)	(13.047.842)	(11.498.185)	-	-	(66.127.751)	(55.983.104)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	189.544	-	-	46.190	-	214.282	(166.617)	(31.845)	-	-	-	228.627	22.927
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>39.616.046</b>	<b>8.550.540</b>	<b>9.820.110</b>	<b>8.407.319</b>	<b>42.862.037</b>	<b>60.209.143</b>	<b>88.119.372</b>	<b>88.602.213</b>	<b>36.870.749</b>	<b>35.612.266</b>	-	-	<b>217.288.314</b>	<b>201.381.481</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(28.924.527)</b>	<b>(18.666.869)</b>	<b>(4.480.543)</b>	<b>(54.547.621)</b>	<b>6.754.024</b>	<b>4.508.427</b>	<b>(7.835.912)</b>	<b>(8.321.511)</b>	<b>(3.085.108)</b>	<b>(1.756.550)</b>	<b>(8.773.689)</b>	<b>11.251.981</b>	<b>(46.345.755)</b>	<b>(67.532.143)</b>
Ingresos financieros	131.372	589.429	1.975.659	820.213	2.690.174	2.944.339	936.275	1.777.869	333.840	333.549	(549.721)	(542.176)	6.117.599	5.923.223
Costos financieros	(17.690.153)	(16.585.465)	(2.773.618)	(7.820.117)	(2.773.665)	(2.673.537)	(8.811.593)	(10.137.653)	(2.531.373)	(1.836.497)	549.721	542.178	(34.030.681)	(38.511.091)
Resultados por Unidades de Reajuste	(535.900)	(143.169)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(535.900)	(143.169)
Diferencias de cambio	(10.829.846)	(2.527.664)	(3.682.584)	(47.547.717)	6.837.515	4.237.625	39.406	38.273	(1.487.575)	(253.602)	(8.773.689)	11.251.979	(17.896.773)	(34.801.106)
Positivas	15.135.419	4.529.597	1.121.788	11.355.144	12.109.809	7.206.305	363.085	359.409	452.514	215.673	(15.600.993)	(100.711)	13.581.622	23.565.417
Negativas	(25.965.265)	(7.057.621)	(4.804.372)	(58.902.861)	(5.272.294)	(2.968.680)	(323.679)	(321.136)	(1.940.089)	(469.275)	6.827.304	11.352.690	(31.478.395)	(58.366.523)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.174.571	6.453.109	-	27.099	-	-	-	-	-	-	-	-	1.174.571	6.480.208
Otras ganancias (pérdidas)	4.231.486	282	-	-	-	-	11.282	(51)	-	(2.017)	-	-	4.242.768	(1.786)
Resultado de Otras Inversiones	4.207.150	282	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.207.150	282
Resultados en Ventas de Activos	24.336	-	-	-	-	-	11.282	(51)	-	(2.017)	-	-	35.618	(2.068)
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>16.097.576</b>	<b>(3.662.938)</b>	<b>5.339.567</b>	<b>(46.113.203)</b>	<b>49.616.061</b>	<b>64.717.570</b>	<b>80.294.742</b>	<b>80.280.651</b>	<b>33.785.641</b>	<b>33.853.699</b>	<b>(8.773.689)</b>	<b>11.251.981</b>	<b>176.359.898</b>	<b>140.327.760</b>
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(14.789.602)	(3.991.244)	(1.562.266)	(709.638)	(17.092.269)	(9.550.947)	(31.495.951)	(25.513.946)	(12.772.047)	(10.264.181)	-	-	(77.712.135)	(50.029.956)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>1.307.974</b>	<b>(7.654.182)</b>	<b>3.777.301</b>	<b>(46.822.841)</b>	<b>32.523.792</b>	<b>55.166.623</b>	<b>48.798.791</b>	<b>54.766.705</b>	<b>21.013.594</b>	<b>23.589.518</b>	<b>(8.773.689)</b>	<b>11.251.981</b>	<b>98.647.763</b>	<b>90.297.804</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>1.307.974</b>	<b>(7.654.182)</b>	<b>3.777.301</b>	<b>(46.822.841)</b>	<b>32.523.792</b>	<b>55.166.623</b>	<b>48.798.791</b>	<b>54.766.705</b>	<b>21.013.594</b>	<b>23.589.518</b>	<b>(8.773.689)</b>	<b>11.251.981</b>	<b>98.647.763</b>	<b>90.297.804</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	1.307.974	(7.654.182)	3.777.301	(46.822.841)	32.523.792	55.166.623	48.798.791	54.766.705	21.013.594	23.589.518	(8.773.689)	11.251.981	98.647.763	90.297.804

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	75.554.007	16.723.128	38.010.827	11.400.495	43.772.751	47.146.118	75.924.694	65.304.498	25.620.764	3.690.570	432.517	625	259.315.560	144.265.434
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	6.459.176	25.480.156	(34.128.604)	(3.500.860)	(4.476.361)	(24.823.636)	(38.871.183)	(37.740.580)	(23.975.549)	(5.386.200)	(23.145.411)	(14.375.219)	(118.137.932)	(60.346.339)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(120.625.572)	17.367.225	1.937.824	(3.537.351)	(52.896.729)	(1.017.407)	(185.298.883)	(99.744.343)	(16.920.997)	(15.082.762)	22.645.747	14.374.594	(351.158.610)	(87.640.044)

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

b) Distribución

Línea de Negocio	Distribución						Distribución								
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
		31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS</b>															
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	301.409.669	300.765.617	510.464.423	409.109.176	603.564.718	589.020.643	187.796.119	254.296.273	134.936.903	142.931.833	(9.977.637)	(13.369.202)	1.728.194.195	1.682.754.340	
Electivo y equivalentes al efectivo	1.083.206	7.716.593	11.560.531	5.646.882	34.868.120	67.580.309	49.611.363	133.186.201	38.827.330	60.751.331	-	-	135.940.550	274.881.316	
Otros activos financieros corrientes	391.991	470.266	-	-	3.828.180	6.971.011	33.654.152	17.605.547	-	-	-	-	37.874.323	25.046.824	
Otros activos no financieros, corriente	4.684.874	4.837.555	1.160.765	1.192.805	84.427.509	96.485.884	3.905.068	2.994.894	3.847.473	4.217.571	-	-	98.025.689	109.728.709	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	266.251.237	257.568.198	457.211.615	360.374.168	471.043.736	410.307.454	92.481.857	93.709.158	68.113.093	56.349.775	(34.786)	(70.326)	1.355.066.752	1.178.238.427	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	25.259.578	26.178.562	300.787	353.432	18.703	23.473	2.975.213	2.636.246	15.012.500	13.402.430	(9.942.851)	(13.298.876)	33.623.930	29.295.267	
Inventarios corrientes	3.298.244	3.542.452	38.060.267	39.669.296	853.139	717.960	5.168.466	4.164.227	9.136.507	8.173.453	-	-	56.516.623	56.267.388	
Activos por impuestos corrientes, corriente	440.539	451.991	2.170.458	1.872.593	8.535.331	6.934.552	-	-	-	37.273	-	-	11.146.328	9.296.409	
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	1.173.444.972	1.240.468.968	437.634.595	405.106.897	1.574.757.833	1.871.949.977	875.207.532	928.936.117	601.197.169	587.886.652	-	-	4.662.242.101	5.034.348.611	
Otros activos financieros no corrientes	34.962	30.619	36.756	42.005	423.603.517	496.441.092	5.094	6.687	-	-	-	-	423.680.329	496.520.403	
Otros activos no financieros no corrientes	135.650	188.157	425.339	427.860	52.188.668	58.185.573	2.360.433	2.568.364	-	-	-	-	55.110.090	61.369.954	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6.922.779	7.364.933	1.360.439	1.294.740	49.330.261	88.314.071	8.462.012	9.132.062	-	-	-	-	66.075.491	106.105.806	
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	472.665	486.605	-	-	-	-	-	-	-	-	472.665	486.605	
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	473.267.736	541.582.223	19.497	19.612	-	-	31.715.195	32.798.603	-	-	-	-	505.002.428	574.400.438	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14.008.103	14.613.951	2.706.484	2.463.635	901.602.472	1.055.986.162	16.326.046	17.651.975	6.186.301	6.385.114	-	-	940.829.406	1.097.100.837	
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	82.829.058	97.979.622	-	-	-	-	-	-	85.069.536	100.220.100	
Propiedades, planta y equipo	676.535.090	674.156.509	432.613.415	400.372.440	19.574.090	24.072.231	804.584.041	842.119.957	595.010.868	581.501.538	-	-	2.528.317.504	2.522.222.675	
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Activos por impuestos diferidos	300.174	292.098	-	-	45.629.767	50.971.226	11.754.711	24.658.469	-	-	-	-	57.684.652	75.921.793	
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>1.474.854.641</b>	<b>1.541.234.585</b>	<b>948.099.018</b>	<b>814.216.073</b>	<b>2.178.322.551</b>	<b>2.460.970.620</b>	<b>1.063.003.651</b>	<b>1.183.232.390</b>	<b>736.134.072</b>	<b>730.818.485</b>	<b>(9.977.637)</b>	<b>(13.369.202)</b>	<b>6.390.436.296</b>	<b>6.717.102.951</b>	

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

Pais	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	217.418.228	244.981.388	798.954.131	739.412.769	394.965.102	382.669.070	281.863.704	337.839.518	194.187.931	165.061.350	(9.977.637)	(13.369.202)	1.877.411.459	1.856.594.893
Otros pasivos financieros corrientes	34.172	133	4.650.053	6.842.312	71.573.111	78.327.002	37.671.864	1.910.613	37.155.663	32.472.313	-	-	151.084.763	119.552.373
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	115.822.818	117.620.794	729.435.888	670.451.782	268.048.569	278.869.512	170.706.391	233.909.354	105.023.496	102.523.673	-	-	1.389.037.162	1.403.375.115
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	90.114.267	111.172.127	1.483.307	1.448.331	38.251.246	3.897.216	56.109.701	76.976.179	29.645.545	8.896.631	(9.977.637)	(13.369.202)	205.626.429	189.021.282
Otras provisiones corrientes	60.438	71.623	35.187.808	32.678.820	2.503.638	3.335.096	6.273.984	7.377.900	7.579.390	7.784.348	-	-	51.605.258	51.247.787
Pasivos por impuestos corrientes	3.125.861	4.501.006	-	-	-	1	4.113.282	9.415.281	2.382.335	2.556.173	-	-	9.621.478	16.472.461
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	8.260.672	11.615.705	28.197.075	27.991.524	14.588.538	18.240.243	6.988.482	8.250.191	12.401.602	10.828.212	-	-	70.436.369	76.925.875
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	72.198.013	72.612.722	205.211.065	137.796.785	789.141.098	930.337.149	308.359.442	358.873.770	261.160.804	271.208.226	-	-	1.636.070.422	1.770.828.652
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	527.244.656	625.423.679	252.293.214	299.710.462	219.284.887	228.481.670	-	-	998.822.757	1.153.615.811
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	187.360.983	120.497.550	28.809.983	35.029.135	-	-	-	-	-	-	216.170.966	155.526.665
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	3.517.595	2.808.816	9.019.279	8.468.074	131.107.904	147.154.456	3.285.677	3.635.352	243.214	241.630	-	-	147.173.669	162.308.328
Pasivo por impuestos diferidos	24.639.205	23.042.447	-	-	-	-	-	-	37.980.889	38.817.394	-	-	62.620.094	61.859.841
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.301.519	24.649.613	8.830.803	8.831.161	101.978.555	122.729.879	52.780.551	55.527.956	1.915.924	1.927.989	-	-	189.807.352	213.666.598
Otros pasivos no financieros no corrientes	19.739.694	22.111.846	-	-	-	-	-	-	1.735.890	1.739.543	-	-	21.475.584	23.851.389
<b>PATRIMONIO NETO</b>	1.185.238.400	1.223.640.475	(56.066.178)	(62.993.481)	994.216.351	1.147.964.401	472.780.505	486.519.102	280.785.337	294.548.909	-	-	2.876.954.415	3.089.679.406
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	1.185.238.400	1.223.640.475	(56.066.178)	(62.993.481)	994.216.351	1.147.964.401	472.780.505	486.519.102	280.785.337	294.548.909	-	-	2.876.954.415	3.089.679.406
Capital emitido	367.928.681	367.928.682	61.242.337	61.605.286	336.962.788	398.597.876	3.224.174	3.367.331	40.796.348	40.732.177	-	-	810.154.328	872.231.352
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.259.994.736	1.227.190.356	(119.772.058)	(127.076.910)	138.552.174	135.984.405	6.443.637	34.989.277	96.941.978	113.007.763	-	-	1.382.160.467	1.384.094.891
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-	3.254.492	3.398.995	-	-	-	-	3.820.794	3.965.297
Otras reservas	(443.251.319)	(372.044.865)	2.463.543	2.478.143	518.701.389	613.382.120	459.858.202	444.763.499	143.047.011	140.808.969	-	-	680.818.826	829.387.866
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>1.474.854.641</b>	<b>1.541.234.585</b>	<b>948.099.018</b>	<b>814.216.073</b>	<b>2.178.322.551</b>	<b>2.460.970.620</b>	<b>1.063.003.651</b>	<b>1.183.232.390</b>	<b>736.134.072</b>	<b>730.818.485</b>	<b>(9.977.637)</b>	<b>(13.369.202)</b>	<b>6.390.436.296</b>	<b>6.717.102.951</b>

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

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	<b>297.160.766</b>	<b>246.439.494</b>	<b>160.115.307</b>	<b>47.480.425</b>	<b>476.775.721</b>	<b>414.042.581</b>	<b>220.009.920</b>	<b>219.716.529</b>	<b>129.879.301</b>	<b>114.800.963</b>	-	-	<b>1.283.941.015</b>	<b>1.042.479.992</b>
Ingresos de actividades ordinarias	295.930.687	244.118.221	71.211.842	46.037.314	446.079.503	377.264.767	219.345.901	210.927.916	128.809.901	110.621.384	-	-	1.161.377.834	988.969.602
Ventas de energía	264.837.157	223.750.126	66.288.293	42.874.255	427.550.966	360.258.690	180.524.162	179.981.572	123.508.947	108.176.822	-	-	1.062.709.525	915.041.465
Otras ventas	1.272.796	783.962	46.079	27.926	1.715.244	-	24.448	858.649	851.551	5.197	-	-	3.910.118	1.675.734
Otras prestaciones de servicios	29.820.734	19.584.133	4.877.470	3.135.133	16.813.293	17.006.077	38.797.291	30.087.695	4.449.403	2.439.365	-	-	94.758.191	72.252.403
Otros ingresos	1.230.079	2.321.273	88.903.465	1.443.111	30.696.218	36.777.814	664.019	8.788.613	1.069.400	-	-	-	122.563.181	53.510.390
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(233.268.624)</b>	<b>(187.384.160)</b>	<b>(44.156.450)</b>	<b>(43.725.449)</b>	<b>(336.099.141)</b>	<b>(282.006.160)</b>	<b>(121.577.764)</b>	<b>(120.099.272)</b>	<b>(87.053.416)</b>	<b>(75.807.245)</b>	-	-	<b>(822.155.395)</b>	<b>(709.022.286)</b>
Compras de energía	(210.897.555)	(174.553.733)	(44.001.648)	(43.452.742)	(279.648.178)	(217.864.300)	(90.969.670)	(91.526.127)	(81.028.082)	(70.097.732)	-	-	(706.545.133)	(597.494.634)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(13.567.255)	(7.032.116)	(154.802)	(262.847)	(19.221.712)	(16.689.191)	(20.903.323)	(20.189.290)	-	-	-	-	(53.847.092)	(44.173.444)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(8.803.814)	(5.798.311)	-	(9.860)	(37.229.251)	(47.452.669)	(9.704.771)	(47.383.855)	(6.025.334)	(5.709.513)	-	-	(61.763.170)	(67.354.208)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>63.892.142</b>	<b>59.055.334</b>	<b>115.958.857</b>	<b>3.754.976</b>	<b>140.676.580</b>	<b>132.036.421</b>	<b>98.432.156</b>	<b>99.617.257</b>	<b>42.825.885</b>	<b>38.993.718</b>	-	-	<b>461.785.620</b>	<b>333.457.706</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.387.444	1.118.963	8.389.917	4.425.349	895.950	2.995.583	923.117	949.899	896.594	657.813	-	-	12.493.022	10.147.607
Gastos por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(9.215.791)	(8.799.617)	(53.742.176)	(30.642.171)	(21.165.728)	(19.852.472)	(8.674.347)	(8.212.592)	(5.169.518)	(6.644.920)	-	-	(97.967.560)	(74.151.772)
Otros gastos, por naturaleza	(16.259.207)	(14.605.459)	(40.713.705)	(36.848.736)	(43.597.259)	(38.954.677)	(19.735.694)	(13.080.057)	(5.968.737)	(5.339.447)	-	-	(126.274.602)	(108.828.376)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>39.804.588</b>	<b>36.769.221</b>	<b>29.892.893</b>	<b>(59.310.582)</b>	<b>76.809.543</b>	<b>76.224.855</b>	<b>70.945.232</b>	<b>79.274.507</b>	<b>32.584.224</b>	<b>27.667.164</b>	-	-	<b>250.036.480</b>	<b>160.625.165</b>
Gasto por depreciación y amortización	(7.081.203)	(6.709.065)	(2.901.330)	(2.670.388)	(19.494.687)	(22.100.757)	(15.014.642)	(16.607.344)	(6.964.199)	(6.479.841)	-	-	(51.456.061)	(54.567.395)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.139.021)	(876.243)	(526.233)	(377.462)	(9.327.398)	(5.852.692)	105.350	(93.565)	(343.632)	(372.224)	-	-	(11.230.934)	(7.572.186)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>31.584.364</b>	<b>29.183.913</b>	<b>26.465.330</b>	<b>(62.358.432)</b>	<b>47.987.458</b>	<b>48.271.406</b>	<b>56.035.940</b>	<b>62.573.598</b>	<b>25.276.393</b>	<b>20.815.099</b>	-	-	<b>187.349.485</b>	<b>98.485.584</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>956.090</b>	<b>1.007.301</b>	<b>(19.863.543)</b>	<b>(12.389.350)</b>	<b>(15.813.542)</b>	<b>1.648.336</b>	<b>(7.119.085)</b>	<b>(3.334.323)</b>	<b>(3.580.043)</b>	-	-	<b>32.459</b>	<b>(45.174.403)</b>	<b>(19.984.858)</b>
Ingresos financieros	2.297.407	2.104.825	1.120.887	1.116.895	22.967.460	36.463.062	1.487.934	1.737.285	1.157.266	723.942	-	-	29.030.954	42.146.109
Costos financieros	(1.351.128)	(688.268)	(21.167.154)	(13.051.729)	(38.985.042)	(35.041.601)	(8.699.189)	(8.900.150)	(4.405.747)	(4.247.062)	-	-	(74.608.260)	(61.518.810)
Resultados por Unidades de Reajuste	(39.891)	11.433	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(39.891)	11.433
Diferencias de cambio	49.702	(420.789)	182.724	(454.516)	204.040	226.875	92.170	49.304	(85.842)	(56.923)	-	-	442.794	(623.590)
Positivas	874.823	548.731	323.262	529.908	225.650	245.914	299.724	121.899	402.697	130.472	(339.466)	(71.047)	1.786.690	1.505.877
Negativas	(825.121)	(969.520)	(140.538)	(984.424)	(21.610)	(19.039)	(207.554)	(72.595)	(488.539)	(187.395)	339.466	103.506	(1.343.896)	(2.129.467)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	9.462	7.323	-	-	322.048	490.679	-	-	-	-	331.510	498.002
Otras ganancias (pérdidas)	(71.353)	-	-	-	-	-	175	16.337	-	-	-	-	(71.178)	16.337
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	(71.353)	-	-	-	-	-	175	16.337	-	-	-	-	(71.178)	16.337
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>32.469.101</b>	<b>30.191.214</b>	<b>6.611.249</b>	<b>(74.740.459)</b>	<b>32.173.916</b>	<b>49.919.742</b>	<b>49.239.078</b>	<b>56.377.053</b>	<b>21.942.070</b>	<b>17.235.056</b>	-	-	<b>142.435.414</b>	<b>79.015.065</b>
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(10.451.621)	(7.304.153)	-	-	(5.567.091)	(6.943.230)	(22.291.717)	(19.444.747)	(6.360.755)	(5.032.581)	-	-	(44.671.184)	(38.724.711)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>22.017.480</b>	<b>22.887.061</b>	<b>6.611.249</b>	<b>(74.740.459)</b>	<b>26.606.825</b>	<b>42.976.512</b>	<b>26.947.361</b>	<b>36.932.306</b>	<b>15.581.315</b>	<b>12.202.475</b>	-	-	<b>97.764.230</b>	<b>40.290.354</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>22.017.480</b>	<b>22.887.061</b>	<b>6.611.249</b>	<b>(74.740.459)</b>	<b>26.606.825</b>	<b>42.976.512</b>	<b>26.947.361</b>	<b>36.932.306</b>	<b>15.581.315</b>	<b>12.202.475</b>	-	-	<b>97.764.230</b>	<b>40.290.354</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a														
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	22.017.480	22.887.061	6.611.249	(74.740.459)	26.606.825	42.976.512	26.947.361	36.932.306	15.581.315	12.202.475	-	-	97.764.230	40.290.354
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2014 M\$
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	29.863.890	16.305.263	59.731.592	33.870.859	26.497.895	32.998.928	26.339.738	6.994.174	22.238.488	(406.217)	106.806	142	164.778.409	89.763.149
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(12.538.233)	2.814.271	(50.255.716)	(33.600.641)	(53.342.743)	(68.743.231)	(50.348.084)	44.739.630	(35.291.551)	(16.779.414)	(4.947.455)	(3.261.837)	(206.723.782)	(74.831.222)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(23.951.789)	(36.195.326)	(3.487.916)	(2.763.729)	1.115.157	14.852.473	(58.273.618)	(109.821.174)	(9.134.719)	(3.717.350)	4.840.649	3.261.695	(88.892.236)	(134.383.411)

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

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

#### 36.1 Garantías directas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
	Nombre	Relación		Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	mar-15	dic-14	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	15.583.228	M\$	75.568.717	73.177.119	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	5.019.794	M\$	3.132.900	3.033.750	-	-	-	-	-	-
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CMMESA	M\$	-	M\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	814.554	M\$	703.623	702.470	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	-	M\$	-	-	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	25.889.958	M\$	50.155.648	50.509.024	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	6.097.814	M\$	127.367.562	161.031.458	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	6.467.443	M\$	63.392.100	77.294.260	-	-	-	-	-	-
Banco Nacionan de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	182.779	M\$	2.418.300	-	-	-	-	-	-	-

Al 31 de marzo de 2015 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 29.683.239.512 (M\$ 25.946.595.697 al 31 de marzo de 2014).

#### 36.2 Garantías Indirectas.

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías				
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable	Moneda	mar-15	dic-14	2015	Activos	2016	Activos	2017
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M\$	-	M\$	-	-	-	-	-	-	-

### 36.3 Litigios y arbitrajes.

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

1.- En Argentina, en el año 2002 la Ley N° 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (“CIADI”), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US\$1.306.875.960 (aprox. M\$ 818.862.339); 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\$ 199.741.548); 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\$ 64.014.347) para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

2.- En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de

Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. En consecuencia, el proceso se encuentra en segunda instancia con fallo favorable a Ampla y existen recursos pendientes ante el Superior Tribunal de Justicia. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.178 millones (aprox. M\$ 230.086.960).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución.. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) -Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R\$ 57.945.607 (aprox. M\$ 11.317.935 ).

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Superior Tribunal de

Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M\$ 48.896) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$ 169.588.042 (aprox. M\$ 33.123.936 ).

5.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución de que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$144 millones (aprox. M\$ 28.126.080).

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



Río determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. Se espera nueva decisión de primera instancia judicial. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 163 millones (aprox. M\$ 31.837.160).

7.- En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$1.081 millones (aprox. M\$ 211.140.920).

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

no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de Litigio año 2005: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2006, 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa. Litigio año 2010: El acta fue recibida en enero 2015 y Coelce presentó su defensa administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R\$ 103 millones (aprox. M\$ 20.117.960)

9.- En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro, a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA chileno) debería ser liquidado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Ampla no logró éxito en esa acción en ninguna de las fases del proceso, sin perjuicio de encontrarse pendiente de decisión en un recurso ante el STF (Tribunal de Brasilia que juzga temas constitucionales). Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005, un acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, sobre la base de las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004 y 2005 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que, de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquéllos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado.

El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Rio de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla presentó su defensa No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la

obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. La cuantía asciende a R\$272 millones (aprox. M\$ 53.217.040).

10.- En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$165.902.630 (aprox. M\$ 32.404.101) En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó “la ejecución anticipada de condena”, definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 4 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. En contra de esta sentencia la demandante interpuso embargos de declaración, los que fueron rechazados. Coperva presentó recurso de apelación, el cual está pendiente de resolverse. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15.6 millones (aprox.M\$ 3.046.992). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$87.843.275 (aprox. M\$17.157.548) . En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía de este

proceso es de R\$101.127.109 (aprox. M\$ 19.752.146) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

11.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$22.982.713) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015.

12.- En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$101.722.784), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante ha recurrido esta sentencia. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

13.- 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). La segunda instancia administrativa confirmó la validez de las compensaciones de créditos resultantes del cambio de régimen de PIS/COFINS. La hacienda Pública todavía podrá presentar recurso especial a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. Con fecha 26.03.2015, a CIEN se le dictaron 5 decisiones desfavorables. Tras su notificación, CIEN presentará recurso a los tribunales superiores. Se está a la espera del resto de las decisiones administrativas. La cuantía asciende a R\$ 89 millones aprox. (aprox. M\$ 17.383.480).

14.- Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). La compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. La contingencia no está provisionada. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$ 217 millones (aprox. M\$ 42.384.440).

15.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$720.000.000. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación.

16.- La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. E.S.P, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGESA. Emgesa S.A. E.S.P. ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que

ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Cuantía indeterminada.

17.- En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el Distrito). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiese 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\$22.834.268), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa. Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa. Actualmente se está a la espera de que el Juzgado 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie sobre el acuerdo suscrito entre Codensa y la UAESP.

18.- Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus

ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 93 mil millones de pesos colombianos (M\$ 22.320.000).

19.- En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de Codensa por la cual los demandantes pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. El tribunal dictó el auto de pruebas, habiéndose interpuesto por las partes recursos de apelación en su contra, los que se encuentren pendientes de resolverse. La cuantía estimada es de aprox. 337.626.840.000 pesos colombianos (aprox. 81.030.441)

20.- En febrero de 2015 Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores del Embalse Betania, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de este año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones. Emgesa por su parte presentó recurso de reposición en contra de esta decisión solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. Actualmente se encuentra pendiente la contestación de la demanda. La cuantía de este proceso es indeterminada.

21.- La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió. Respecto del período 1999, el

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

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

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declarar improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma, el cual se encuentra pendiente de resolución. Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €. Además, la apelación de Edegel, se encuentra pendiente de resolución por el TF. Se espera que sea resuelto en 2014 – 2015. Las próximas actuaciones: Respecto de 1999, a la espera que el PJ resuelva el recurso de nulidad presentado. Y a la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada. Respecto de 2000 y 2001: Se rindió Informe oral al TF y se presentó los alegatos de cierre. En relación al Informe Oral, Edegel presentó nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la "parte que se perdería" de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede señalar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. En diciembre 2014, el TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel pero aún no ha sido notificada. La Cuantía total S./124,5 millones (aprox. M\$ 25.188.840), que se desglosa en Cuantía Activa S/59,8 millones (Aprox. M\$ 12.098.736) y Cuantía Pasiva: S/ 64,7 millones (aprox. M\$ 13.090.104).

22.- En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo en favor de Endesa Chile, para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirehueico, así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundada en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado "Arrieta con Fisco y Otros" del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado "Jordán con Fisco y otros", del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes.



23.- Durante el año 2010 se iniciaron tres procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región de Chile, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la Central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada. Respecto de este recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la Central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechazó la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de 2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de primera instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria correspondiente. Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2014, la Corte de Apelaciones de Concepción rechazó el recurso de apelación interpuesto por la demandante, y confirmó con ello la sentencia de primera instancia denegando la demanda. En su contra, la parte demandante interpuso recurso de casación en el fono para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolución. La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de M\$ 14.610.043. Cabe señalar que la totalidad del riesgo del monto demandado está cubierto por una póliza de seguro.

24.- En los meses de julio y septiembre de 2010, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada, respectivamente, en forma separada, demandaron a Endesa Chile y a la Dirección General de Aguas (DGA), la nulidad de la resolución administrativa D.G.A. 134 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a Endesa Chile para la central hidroeléctrica Neltume. Asimismo, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada, respectivamente, interpusieron, cada una, acciones en contra de la resolución administrativa D.G.A. 732 que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público. En el fondo, las pretensiones de los demandantes consisten en la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. Endesa Chile ha rechazado estas pretensiones, sosteniendo que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central, con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. El juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra con el término probatorio vencido y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-2010), donde se solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012), proceso en el cual se encuentra terminado el periodo de discusión y el periodo ordinario de prueba, existiendo únicamente diligencias periciales pendientes. El día 26 de noviembre de 2014 el Tribunal, a falta de acuerdo entre las partes, designó perito,, quien aceptó el cargo. A la fecha, se encuentra pendiente la emisión del informe pericial.

25.- Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberaños del lago Pihueico, en contra de la resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la referida resolución, que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para discutir los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el periodo de discusión y dictado el auto de prueba, el que fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que ésta se haya logrado.

Posteriormente se realizaron peritajes hidráulicos y de tasación. También se notificó la resolución de la I. Corte de Apelaciones de Santiago que incorporó punto de prueba, rindiéndose prueba documental por parte de Endesa consistente en: (i) Informe en derecho elaborado por don Cristián Maturana, (ii) Informe en derecho elaborado por don Luis Simón Figueroa, (iii) Informe de ingeniería elaborado por don Guillermo Cabrera, (iv) actualización de informe de transacción de predios de la zona elaborado por don Armando Illanes; Finalmente se acompañaron otros documentos relativos al EIA y se rindió prueba testimonial tanto por parte de Endesa como de los demandantes finalizando con ello el término probatorio. Con fecha 22.01.2015 se citó a las partes a oír sentencia, resolución que fue recurrida por la compañía mediante reposición presentada el día 27.01.2015, aduciendo que se encuentran pendientes de resolverse los “téngase presentes” interpuestos por Endesa. A la fecha, la reposición en comento se encuentra pendiente de ser resuelta.

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

Derivado de los graves incumplimientos del Consorcio, al no terminar las obras conforme a los términos y condiciones pactadas y dentro del plazo estipulado en el Contrato y sus documentos complementarios, con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió, con estricto cumplimiento a las condiciones que autoriza el Contrato para tal efecto, a cobrar las boletas de garantía y, en particular, las emitidas por Banco Santander Chile por USD 93.992.554, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 58.893.854 y Credit Agricole por USD 18.940.295., equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$11.867.610. Hasta esta fecha Endesa Chile solo ha podido cobrar las boletas emitidas por el Banco Santander Chile. Seguidamente al cobro de las aludidas boletas, Endesa Chile interpuso ante la Cámara (Rol 19015/CA) una solicitud de arbitraje para obtener el cumplimiento forzado al Contrato más indemnización de perjuicios y, en subsidio, la

terminación del mismo también con indemnización de perjuicios. En ambos casos, Endesa Chile se reservó el derecho a litigar sobre el monto y cuantía de los perjuicios en una etapa posterior. Endesa Chile fundó su demanda en los graves incumplimientos incurridos por el Consorcio, entre los que se encuentran: el incumplimiento grave de la fecha contractual del término de las obras, la falta de pago a subcontratistas y proveedores, lo que ha obligado a Endesa Chile a tener que asumir parte de sus compromisos, todo ello con el fin de evitar una situación de paralización total de la obra; incumplimiento grave del cronograma de las etapas intermedias de control pactadas; incumplimiento del plazo de entrega de las obras "Open Book"; así como falta de cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente pactadas y de las normas administrativas prescritas para la gestión del Contrato, entre otros graves incumplimientos de igual entidad. Por su parte, SES inició acciones ante la Cámara (Rol 1924/CA) solicitando se declarara ilegal el cobro de las boletas de garantía efectuado por Endesa Chile.

Con fecha 4 de enero de 2013 Endesa Chile notificó al Consorcio el término anticipado del Contrato por incumplimiento grave de sus obligaciones, todo ello conforme a las normas prescritas en el Contrato.

En cuanto al estado procesal, en el mes de enero 2013, los integrantes del Consorcio SES- TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile y junto con ello, han demandado reconvenzionalmente a Endesa Chile por un importe de aprox. USDMM1.294, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 810.794.520, en el caso de Tecnimont, y USDMM15, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 9.398.700 en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las demandas reconvenzionales interpuestas en su contra, solicitando el rechazo de las mismas por ser inadmisibles e improcedentes.

En cuanto al procedimiento iniciado por SES (Rol 1924/CA), se consolidó con el procedimiento arbitral precedentemente descrito.

Con fecha 21 de junio de 2013, a solicitud del Tribunal arbitral, las partes presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultáneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 2 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Con fecha 2 de diciembre de 2013 las partes intercambiaron memoriales de demanda. Por su parte, Endesa Chile solicitó mediante este Memorial de Demanda que el tribunal arbitral declare el incumplimiento contractual de las demandadas, imputable a dolo o negligencia grave de su parte o, en subsidio, a culpa grave, y se reconozca el término del contrato por la causal de "Incumplimiento del Contratista". Fundado en lo anterior, solicita se declare ajustada a derecho la presentación a cobro de las boletas bancarias de garantía realizada por Endesa Chile y pide la condena de las demandadas a multas y perjuicios, los cuales en total ascienden a USD 373.269.376, equivalentes a aprox. M\$233.883.126.

Las partes presentaron documentos, los que fueron objetados. A instancias del Tribunal Arbitral, las partes solucionaron las objeciones planteadas reemplazando los documentos o efectuando las complementaciones de ser necesario. Con fecha 2 de mayo de 2014 ambas partes presentaron sus memoriales de contestación. Luego de ello, y producto de una negociación, las partes alcanzaron un acuerdo transaccional para poner fin a la controversia. Dicho acuerdo quedó sujeto a las condiciones suspensivas de ser aprobados por todos los directorios de las empresas intervinientes en el proceso. Finalmente, el acuerdo fue aprobado por todos los directorios de las empresas intervinientes en el mes de

enero de 2015, y el 06.04.2015 se dio cumplimiento a lo convenido, quedando con ello a firme el acuerdo transaccional, y finalizado el procedimiento.

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

En cuanto al estado procesal, en los 3 reclamos de ilegalidad se solicitó una Orden de No Innovar, la que fue denegada en los reclamos de San Isidro y Pehuenche y otorgada en cambio en el reclamo de Endesa Chile. Con ello, se suspenden los efectos agraviantes del ORD SEC impugnado. Finalmente, se resolvió ordenar la vista una en pos de la otra, por lo que los efectos de la Orden de No Innovar se comunican a todas las compañías. Posteriormente con fecha 10 de abril de 2014 se dictó sentencia que rechaza el reclamo eléctrico interpuesto, por considerar que éste había sido interpuesto fuera del plazo legal. En contra de dicha resolución se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la que con fecha 08 de julio de 2014, acoge el recurso interpuesto y establece que el reclamo eléctrico se interpuso dentro de plazo ordenando acto seguido a la ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago pronunciarse sobre el fondo del reclamo, la cual con fecha 29.01.2015 rechazó los recursos de reclamación interpuestos. En contra de dicha resolución, la compañía dedujo recurso de apelación para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

28.- En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, alegando a una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el “Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina”. Las alegadas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, el inoperativo Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile. presentó un programa de cumplimiento, el cual no fue aprobado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevas infracciones a los cargos ya formulados. Endesa Chile ha presentado su defensa en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8640,4 UTA. En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el cual, con fecha 27.03.2015 dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. Se recurrirá ante la Corte Suprema.

29.- Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones recíprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el Decreto Supremo (DS) del Ministerio del Medio Ambiente N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$72.275.000, equivalentes a aprox. M\$45.286.070 por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

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

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario. A la fecha, se encuentran efectuándose reuniones de conciliación dirigidas por el Sr. Juez Arbitro.

La Administración de Enersis S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

#### 36.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, como de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas y negativas que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

## 1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 y Enersis en abril de 2013, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enersis o Endesa Chile, no haciendo referencia a sus filiales.. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Desde su suscripción, estas líneas de crédito no han sido desembolsadas, y su vencimiento es febrero de 2016 y abril de 2016, respectivamente. La línea de crédito internacional de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en julio 2014 y que expira en julio de 2019, tampoco hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

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

Los bonos de Enersis y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados en el caso de Enersis y los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas en el caso de Endesa Chile. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

## 2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.). La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo Enersis limita el nivel de endeudamiento y evalúa la capacidad de generar flujos para hacer frente a

los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda.

El bono local Serie B2 de Enersis incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 616.047 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2015, el Patrimonio de Enersis fue de \$ 8.077.775 millones.
- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2015, la Razón de Endeudamiento fue de 0,92.
- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de marzo de 2015, la relación mencionada fue de 1,83.

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

Al 31 de marzo de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Enersis era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales que vencen en abril de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

#### Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos

financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de marzo de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de marzo de 2015, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.663.002 millones.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de marzo de 2015, la relación mencionada fue de 9,69.
- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis. Al 31 de marzo de 2015, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 195,37 millones, indicando que Enersis es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

#### Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.



Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 31 de marzo de 2015, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a la línea de crédito bajo ley chilena que vence en febrero de 2016.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de marzo de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 31 de marzo de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente al contrato de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en julio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de marzo de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 3era Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018. Por su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de marzo de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 6ª, 7ª y 8ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en julio de 2019. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el Banco Nacional do Desenvolvimento, con vencimiento en junio de 2020. Al 31 de marzo de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón Deuda/EBITDA.

En Argentina, Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse First Boston International con vencimiento en febrero de 2016. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Apalancamiento. En el caso de El Chocón, al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, el covenant Cobertura de Intereses (EBITDA/Gastos financieros) correspondiente al préstamo con Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú que vence en febrero de 2016, se encontraba en incumplimiento. El Chocón ha realizado los pagos de capital e intereses y a la fecha está negociando con los acreedores. Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Enersis.

En Colombia, la deuda de Codensa y la de Emgesa no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías no mencionadas en esta Nota.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, ni Enersis ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestra filial argentina de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de marzo de 2015 y diciembre de 2014, como se menciona más arriba.

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

### 36.5 Otras informaciones.

#### **Endesa Costanera S.A.**

-El 26 de marzo de 2013 se publicó la Res.95/13 de la Secretaría de Energía que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y en otros aspectos que hacen al funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. El 23 de mayo de 2014 se publicó la Res.529/14 de la Secretaría de Energía la que, entre otros aspectos, actualizó el régimen de remuneración de los generadores, reemplazando a tal efecto, los Anexos I, II, III de la Res.95/13 e incorporó un nuevo esquema de Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes que se determina mensualmente y su cálculo es en función de la energía total generada. Dichos montos tendrán como destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la SE. No obstante, nuestra filial argentina Endesa Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo que compromete a futuro la capacidad de seguir operando como empresa en funcionamiento y la recuperabilidad de los activos. Endesa Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

- El día 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica el "ACUERDO PARA LA GESTIÓN Y OPERACIÓN DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACIÓN DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011" (en adelante el "Acuerdo"). Posteriormente, el 10 de marzo de 2011 la Secretaría de Energía mediante nota S.E. N° 1593/11, comunicó su aprobación al proyecto de generación presentado por SADESA, DUKE y las empresas de generación en las que participa el Grupo ENEL (Hidroeléctrica El Chocón, Endesa Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A.) (en conjunto "las Generadoras"), en el marco del Acuerdo mencionado.

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

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

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

Las LVFVD aplicadas al proyecto por las Generadoras serán registradas en moneda estadounidense cuando se considere que los hechos y circunstancias que permitan su reconocimiento estén asegurados con certeza. Los efectos de esta dolarización, de concretarse, quedaran reflejados en los próximos estados financieros anuales y originarían una ganancia de aproximadamente 112.092 millones de \$ chilenos entre las empresas de generación en las que participa el Grupo ENEL (Hidroeléctrica El Chocón, Endesa Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A.).

### Edesur S.A.

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

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

Asimismo, mediante la Disposición ENRE N° 244/14 de fecha 3 de septiembre de 2014, se designó en sustitución del Ing. Ricardo Alejandro Martinez Leone, a Rubén E. Segura por un plazo de 90 días hábiles prorrogables, a fin que el mismo continúe con la fiscalización y control de todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur S.A.

La designación de la figura del "Veedor" no supone la pérdida del control de Enersis sobre Edesur. Edesur considera que dicha designación y los fundamentos de la misma son improcedentes y por ello ha presentado los recursos correspondientes ante la ENRE cada vez que ha ocurrido la prórroga.

- Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía de la Nación (SE) emitió la Resolución N° 32/2015, la cual se constituye en un primer paso hacia la mejora de la situación económica de la Sociedad. Entre los puntos más importantes, la mencionada resolución establece lo siguiente: (i) aprueba un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) que se lleve a cabo oportunamente, que surgirá de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del E.N.R.E., que no se trasladará a tarifa sino que será cubierto mediante transferencias de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) con fondos del Estado Nacional, y estará destinado a afrontar gastos corrientes de operación y mantenimiento; (ii) a partir del 1° de febrero de 2015

los fondos del Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica (PUREE) serán considerados como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye a CAMMESA a emitir liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir (LVFVD) por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Así mismo, instruye al Enre a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI

Basado en la Resolución SE N° 32/15 y el ENRE en su Nota N° 115510 de 20 de marzo de 2015, se aprueba el valor correspondiente al MMC de enero 2015 por 11.735.375 millones \$ chilenos, expuesto en Otros Ingresos Operativos. Tal reconocimiento permitió generar un crédito que se compensó parcialmente contra el pasivo registrado por los excedentes PUREE a enero 2015, por 24,395 millones \$ chilenos

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros intermedios condensados, el saldo del crédito generado por la mencionada Resolución SE N° 250/2013 y por las Notas Sucesivas asciende a 263.303.984 millones \$ chilenos y se expone en los “Otros activos” del activo corriente.

En relación con las LVFVD pendientes de emisión y su cancelación mediante entrega en parte de pago de la deuda mantenida por la Sociedad con CAMMESA, según lo previsto en la Resolución SE N° 250/2013, y sus sucesivas notas complementarias Edesur rechazó notas de débito emitidas por CAMMESA por un total de 63.655 millones \$ chilenos en concepto de intereses por mora. Motiva este rechazo el hecho que la Resolución SE N° 250/2013 impuso un régimen especial para el pago de las compras de energía adeudadas a la fecha de tal resolución, habiéndose allí impartido a CAMMESA las instrucciones y autorizaciones pertinentes, procedimiento extendido luego mediante Notas SE N° 6.852/2014, N° 4.012/2014, y la Resolución N° 32/2015 en tanto Edesur presentó los desistimientos indicados en la Resolución SE N° 250/2013. La falta de emisión de las LVFVD es ajena a la competencia de la Sociedad y por lo tanto no es de su responsabilidad. Consecuentemente, Edesur considera canceladas en tiempo y forma tales obligaciones y no registra intereses por esta deuda.

#### **Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.**

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa nuestra filial Endesa Chile, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Como es de público conocimiento esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante “Hidroaysén”) en el año 2008.

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

Sin embargo, dada la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén, ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de MM\$69.066 (aproximadamente US\$ 121 millones). Ver nota 14.1.a).

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

### 37. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de marzo de 2015 y 31 de diciembre de 2014, era la siguiente:

País	31-03-2015				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	90	2.114	287	<b>2.491</b>	2.505
Argentina	51	3.277	1.140	<b>4.468</b>	4.459
Brasil	26	2.116	515	<b>2.657</b>	2.698
Perú	37	908	-	<b>945</b>	946
Colombia	36	1.563	30	<b>1.629</b>	1.640
<b>Total</b>	<b>240</b>	<b>9.978</b>	<b>1.972</b>	<b>12.190</b>	<b>12.248</b>

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

### 38. SANCIONES.

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

#### a) Filiales

##### 1.- Endesa Chile

- Renta del AT 2011: La multa corresponde a un Giro emitido por el Servicio de Impuestos Internos (SII) producto de una fiscalización al correcto uso del crédito por impuestos pagados en el exterior por rentas de fuente extranjera, en la cual se detectó diferencias en la determinación de la renta neta de fuente extranjera y por tanto, correspondía un menor monto de crédito a utilizar por tales rentas extranjeras en relación con lo declarado en su oportunidad en la Declaración Anual de Impuestos AT 2011. Multa de Ch\$ \$82.923.124. **Terminada y pagada** (mayo 2014).
- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 1.380 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual), equivalentes a M\$ 683.315. Endesa Chile ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Endesa Chile presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, la que con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto, y confirmó la sanción aplicada, rebajando su cuantía a 1.246 U.T.A., equivalentes a M\$ 616.964. **Terminada y pagada.**
- En el ejercicio 2012 se emitió Giro del Servicio de Impuestos Internos (SII) por el uso excesivo como crédito de contribuciones por el Año Tributario 2010, estableciéndose intereses y multas por un monto de M\$ 13.151, la cual fue pagada el 28.03.2013. **Terminada y pagada.**
  - Durante el ejercicio 2012 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) por el black out de 24.09.2011 con una multa de 1.200 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual). Endesa Chile dedujo recurso de reposición administrativa ante la misma SEC, el que fue denegado por Resolución Exenta N° 703, de 25 de marzo de 2013, confirmándose con ello la multa aplicada. Posteriormente, se interpuso recurso de reclamación eléctrica ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recurso Rol 2262-2013. La Corte de Apelaciones, al conocer el reclamo interpuesto, confirmó la multa impuesta por la SEC, pero rebajó su cuantía de 1200 UTA, a 400 UTA. En contra de dicha resolución, Endesa presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, respecto del cual dicha Corte procedió a confirmar el fallo apelado, dejando vigente la multa por 400 UTA (aprox. M\$ 203.059). **Terminada y pagada.**
- En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta. **Terminada y pagada.**
- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada una, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.592.
- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica

Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

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

Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA (aprox. M\$ 4.478.976). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que, con fecha 27.03.2015 el Tribunal dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta.- A la fecha se encuentra pendiente el plazo para recurrir ante la Corte Suprema.

- Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M \$2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante. **Terminada y pagada**
- Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar. Multa pagada en el tribunal competente. **Terminada y pagada.**
- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.599) a Endesa, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos. **Terminada y pagada**
- En el mes de julio de 2014 la Dirección del Trabajo de Coronel multó a Endesa por una serie de infracciones a la legislación laboral relativa a funcionarios que prestan servicios en dependencias de la Central Bocamina. Las infracciones sancionadas son: i) Exceder el máximo de 2 horas extraordinarias por día; ii) no otorgar descanso los días domingos; iii) llevar incorrectamente el registro de asistencias; iv) exceder el máximo de 10 horas de jornada de trabajo. La multa impuesta por cada una de las infracciones detectadas alcanzó la suma total de \$10.122.720, suma que la compañía pagó íntegramente. **Terminada y pagada.**

## 2.- Pehuenche

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 602 U.T.A., equivalentes a M\$ 298.084. Pehuenche ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Pehuenche presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la cual con fecha 20 de noviembre de 2013 rechazó el recurso interpuesto y confirmó la multa aplicada, rebajando su cuantía a 421 U.T.A., equivalentes a M\$ 208.461. **Terminada y pagada.**
- Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54

de la Ley 18.046, “sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria, balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad”, resolviendo lo siguiente:

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

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

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

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

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

### 3.- Chilectra S.A.

- Por la renta del AT 2012 (año comercial 2011): la multa corresponde giro emitido por SII producto de fiscalización a Renta AT 2012, en la cual se detectó diferencias en la determinación de Renta Líquida Imponible, específicamente en el monto rebajado como pérdida de arrastre, ya que dicha partida se modificó como consecuencia de fiscalizaciones a dicha partida correspondiente a años anteriores y se rebajó respecto a la declarada en su oportunidad. Multa de \$114.291.807. **Terminada y pagada** (junio 2014).
- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por un monto de M\$ 1.050.663.
- Durante el ejercicio 2013, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 7 multas por un monto de M\$ 227.507.
- Durante el ejercicio 2014, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 8 multas por un monto de M\$ 459.453.
- Durante el primer trimestre de 2015, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 1 multa por un monto de M\$ 778.320.

### 4.- Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2013 y terminado el 30 de junio de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de \$ 23.640.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.680.167). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de \$ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.009.235) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 109.168). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2013 y terminado el 31 de diciembre de 2013 Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M\$ 196.590) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 353.468). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.



- Para el período iniciado el 1° de enero y finalizado el 30 de junio de 2014, Edesur S.A. fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 13 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de \$ 10.685.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 759.416) y con 20 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 26.975.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.917.195), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por \$ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 27.647.416).
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2014 y finalizado el 30 de septiembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 114.627 pesos argentinos (aprox. M\$ 8.147) y con 12 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 13.112.132 pesos argentinos (aprox. M\$ 931.919).
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2014 y finalizado el 31 de diciembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 4 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 35.914.427 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.552.548) , y con 11 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 19.853.878 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.411.076).
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2015 y finalizado el 31 de marzo de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 10.532.955,18 pesos argentinos (aprox. M\$ 748.609), y con 7 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 3.524.428 pesos argentinos (aprox. M\$ 250.492).

#### 5.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón (HECSA) fue multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de ciertas obligaciones del Contrato de Concesión por un monto de M\$ 3.069 pesos argentinos (aprox. M\$ 218.123). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo por lo que dichas sentencia no se encuentra firme. Asimismo, el mencionado organismo impuso a HECSA una multa de M\$ 43 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.056) por incumplimiento del deber de informar. Con fecha 11 de junio de 2014 se pagaron \$ 58,91 pesos argentinos (aprox. M\$ 4) por concepto de intereses punitivos por esta sanción.
- Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.421). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- En otro orden, para el período que comenzó el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 11 pesos argentinos (aprox. M\$ 782). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Finalmente, para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso dos sanciones por un monto de M\$ 3 pesos argentinos (aprox. M\$ 213).
- Durante el primer trimestre de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

#### 6.- Endesa Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 47.949 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.407.882). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.625). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 40 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.843). La misma se abonó con fecha 30 de junio de 2014.

- Finalmente durante el período comprendido entre el 1° de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 102 pesos argentinos (aprox. M\$ 7.249). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.
- Durante el primer trimestre de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

#### 7.- Central Dock Sud S.A.

- Durante el año 2013, Central Dock Sud S.A. (CDS) fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en su condición de generador del Mercado Eléctrico Mayorista en la suma de \$ 794,11 pesos argentinos (aprox. M\$ 56), por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), en el período comprendido entre enero y junio de 2012.
- El 30 de julio de 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 3.202,66 pesos argentinos (aprox. M\$ 228), que fue debidamente cancelada, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) en el período comprendido entre los meses de enero y junio de 2013.
- Para el período iniciado el 1° de enero de 2014 y terminado el 30 de junio de 2014, el ENRE impuso a CDS una sanción por un monto de \$ 5.516,57 pesos argentinos (aprox. M\$ 392) que fueron abonados, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), por el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012.
- Durante el primer trimestre de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

#### 8.- Yacylec S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso una sanción por salida de línea de transmisión operada por Yacylec S.A. por \$ 584 pesos argentinos (aprox. M\$ 42) la cual fue trasladada al transportista independiente Yacylec S.A. por el concesionario de transporte en alta tensión, Transener S.A. y abonada. Durante 2013 otras sanciones por salida de líneas de transmisión por \$ 7.843 pesos argentinos (aprox. M\$ 557) y por salida de reactores por \$ 225.297 pesos argentinos (aprox. M\$ 16.013) han sido dispuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad respecto de instalaciones de Yacylec S.A., pero aún no fueron trasladadas por Transener S.A. para su cobro.
- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por salida de líneas de transmisión operadas por Yacylec S.A. por \$ 5.601 pesos argentinos (aprox. M\$ 398) y por salida de reactores operados por Yacylec S.A. por \$ 9.871 pesos argentinos (aprox. M\$ 702), las cuales aún no fueron trasladadas por Transener S.A. para su cobro.
- Durante el primer trimestre de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

#### 9. Transportadora de Energía S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 38.487,65 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.735), siendo abonado por TESA S.A. durante el 2014 el monto de \$ 46.072,38 pesos argentinos (Aprox. M\$ 3.275), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.
- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso una sanción por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 13.214,68 pesos argentinos (aprox. M\$ 939), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 14.360,67 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.021) incluyendo intereses.

## 10. Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso cinco sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa María y por Salida de la Línea por \$ 7.896,95 pesos argentinos (aprox. M\$ 561), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. incluyendo los intereses correspondientes durante los años 2013 y 2014 por un importe de \$ 11.337,32 pesos argentinos (aprox. M\$ 806).
- Durante el año 2014 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso 3 sanciones por cuestiones relacionadas al mantenimiento programado en estación transformadora Rincón Santa María por \$ 5.268 pesos argentinos (aprox. M\$ 374), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. durante el año 2014 incluyendo los intereses correspondientes, en total se abonaron \$ 7.543,73 pesos argentinos (aprox. M\$ 536).

## 11.- Ampla Energía S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 2.863 reales (aprox. M\$ 559.195). Durante 2011 fue sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 7.079 de reales (aprox. M\$ 1.382.656). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla fue sancionada con una multa por la Secretaría de Receita Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 7.478 reales (aprox. M\$ 1.460.588). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 5.822.562). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales (aprox. M\$ 28.048). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 694.899), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 412.629).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales\* (aprox. M\$ 23.478). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales (aprox. M\$ 12.952). (\*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 14.927).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 4.733). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 4.070), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad técnica, por un monto de € 6.759.518 (aprox. M\$ 4.573.001). En contra las sanciones han sido presentados recursos administrativos, un rechazado y otro pendiente de juzgamiento. Ampla ha pagado la cuantía de € 1.202.986 (aprox. M\$ 813.853). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 6.338.216), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 570.901). Existen pendientes de análisis 2 recursos presentados por Ampla en contra sanciones de 2013.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263\* (aprox. M\$ 54.300). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 por sanciones. En 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales por los mismos asuntos del año de 2014 por € 35.940\* (aprox. M\$ 24.314). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 19.826 (aprox. M\$ 13.413).  
(\* Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.
- En 2014, Ampla ha sido sancionada con 14 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de € 665.565 (aprox. M\$ 450.273), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.325). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.152), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 61,74 (aprox. M\$ 42), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado.
- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada con multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL). En 2014, Ampla ha sido sancionada 2 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 6.840.676 (aprox. M\$ 4.627.906, por los cuales ha pagado € 988.315 (aprox. M\$ 668.622). Han pendiente de análisis 1 recurso presentado por Ampla en contra sanción de 2014.
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 17 sanciones por INEA – Instituto Estadual de Medioambiente, siendo 6 advertencias y 11 multas por construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización y muerte de animales en una subestación, por un monto de € 22.510 (aprox. M\$ 15.229). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 2.304 (aprox. M\$ 1.559) por 5 sanciones. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 17 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263\* (aprox. M\$ 54.300). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 (aprox. M\$ 311) por sanciones.
- En 2015, Ampla ha sido sancionada con 5 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de € 470.264 (aprox. M\$ 318.147), contra las cuales ha presentado recursos administrativos, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2014, la sociedad fue sancionada con 14 multas en € 673.081 (aprox. M\$ 455.358). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2014, Ampla ha pagado 2 sanciones al valor de € 2.377 (aprox. M\$ 1.608).
- En 2015, Ampla no ha sido sancionada con multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE). En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 62 (aprox. M\$ 42), los demás aún no han sido juzgados.

## 12.- Coelce

- Para el período terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 2 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas por un monto de M\$ 689 reales (aprox. M\$ 134.574).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la

calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 6.812.159). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales (aprox. M\$ 77.175). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 10.510.128), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 138.172) y aún no tenemos decisión final en 16 de ellas.

- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En el año 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 4.265). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 3.106). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 2.530), los cuales hemos pagado.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales (aprox. M\$ 1.893). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.702.775 (aprox. M\$ 5.887.668). Coelce ha pagado € 16.319 por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 10.938.249 (aprox. M\$ 7.400.028). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M\$ 959.696).
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 24.743 (aprox. M\$16.739), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933 (aprox. M\$ 672). En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.220 (aprox. M\$ 4.885). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, pero todos han sido rechazados y Coelce ha pagado las multas.
- En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en razón de accidentes ocurridos con empleados. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. COELCE ha pagado la cuantía de € 3.206 (aprox. M\$ 2.169) por las sanciones del año de 2013.
- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada con multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE). En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.801.044 (aprox. M\$ 5.954.149). Coelce ha pagado € 16.504 (aprox. M\$ 11.165) por dos multas y ha presentado recursos en relación a los demás.
- En los años de 2014 y 2015, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (*IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad*).

- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada con por Autorquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE). En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autorquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 25.022 (aprox. M\$ 16.928), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos, 2 aún pendientes de juzgamiento. Coelce ha pagado € 1.142 (aprox. M\$ 773) por las sanciones.
- En 2015, la sociedad ha recibido 14 notificaciones de infracciones por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales. En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), también por problemas relacionados con cuestiones formales en regla y contribuciones sociales.

### 13.-Cien

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 6.277). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no fue sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.100 (aprox. M\$ 6.833). CIEN interpuso recurso que fue aceptado, la multa fue anulada por el órgano juzgador.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. \$ 42) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).
- En 2014 y 2015, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora.
- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 y el recurso en contra la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado.
- En los años de 2014 y 2015, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales).

### 14.- Edelnor S.A.A.

- Durante el 2012, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por la Administración Tributaria peruana (SUNAT) vinculadas a la determinación del Impuesto a la Renta de los años 2007 y 2008 por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 20.101.660 (aprox. M\$ 4.066.935). Los recursos de apelación presentados, se encuentran pendientes de resolución por el Tribunal Fiscal.
- Para el ejercicio 2012, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) le impuso 19 sanciones a Edelnor S.A.A. por incumplimiento a las normas de calidad técnica y comercial por un monto ascendente a S/. 463.645,77 (aprox. M\$ 93.804) y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (aprox. M\$ 145.062).
- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/. 1.861,63 (aprox. M\$ 377) a SUNAT por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.
- Durante el ejercicio del año 2013, OSINERGMIN sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintitrés (23) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/. 2.544.177,91 (aprox. M\$ 514.734).

- En octubre de 2013, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2009. En etapa de reclamación, se obtuvo resultado favorable de manera parcial, por lo que el monto mantenido por SUNAT por este concepto, actualizado al 08 de septiembre de 2014, es de S/. 4.150.479 (aprox. M\$ 839.718), fecha en la que Edelnor S.A.A. efectuó el pago de las mismas aplicando un régimen de rebaja. Sin perjuicio de ello, Edelnor S.A.A. interpuso recurso de apelación, el cual, al 31 de marzo de 2015, se encuentra pendiente de resolución.
- Durante el ejercicio 2014, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintidós (22) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 2.015.383 (aprox. M\$ 407.749).
- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Huaral vinculada con una supuesta omisión en la determinación del Impuesto Predial de los años 2010 a 2014 por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 61.123 (aprox. M\$ 12.366). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución.
- Durante el primer trimestre del año 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con dos (2) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 62.244,77 (aprox. M\$ 12.593).

#### 15.- Edegel S.A.A.

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2006, por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 10.325.756 (aprox. M\$ 2.089.090). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, SUNAT ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38.433.190,24 (aprox. M\$ 7.775.741) por concepto de tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el Impuesto a la Renta del año 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. pagó el importe requerido por SUNAT y presentó una demanda contencioso-administrativa, la cual, al 31 de marzo de 2015, se encuentra pendiente de resolución.
- En agosto de 2012, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) (aprox. M\$ 3.692) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.
- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.539) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 40.654) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 8.234) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$ 21.461) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008.

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

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

- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 9.541.152 (aprox. M\$ 1.930.350). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 “Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual” ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 97.336) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 92) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del “Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN”. Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 69).
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 823) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del “Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN”. Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 618).
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuanca mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC, se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.486) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 1.720.792 (aprox. M\$ 348.148). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 13.685,622 (aprox. M\$ 2.769). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014, la misma que se encuentra en etapa de apelación, pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del ‘Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica’.
- En junio de 2014, Edegel S.A.A., a propósito de la fiscalización del Impuesto a la Renta del año 2009, procedió con regularizar una omisión en la determinación del referido impuesto y, pagó por concepto de multa asociada el importe de S/. 2.070 (aprox. M\$ 419).
- En septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por SUNAT vinculada con la determinación del Impuesto a la Renta anual del ejercicio 2009 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2014 de S/. 315.230 (aprox. M\$ 63.777). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.

#### 16.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En octubre de 2011, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 33.416 (aprox. M\$ 6.761). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.



- En septiembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con multas referidas a la determinación del Impuesto a la Renta de Sujetos No Domiciliados del año 2008 por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 269.797 (aprox. M\$ 54.585). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En noviembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 13.140 (aprox. M\$ 2.658) (3.60 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) incumplimiento a las obligaciones contenidas en los artículos 49 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM) y artículo 59° del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM); y (ii) presentar información falsa en la Declaración Jurada N° 967- 19681-20111018-102524-74, respecto a las preguntas 2.1 y 2.10 del cuestionario aplicable a los consumidores directos de combustibles líquidos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005 (aprox. M\$ 1.417) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.
- En agosto 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 15.873 (aprox. M\$ 3.211) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica (“NTCSE”): (i) haber trasgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber trasgredido el indicador CCI: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.
- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual “Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)” ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 139.903) por el atraso incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.
- En septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. toma conocimiento de la Resolución N° 1 emitida por el Ejecutor Coactivo OSINERGMIN aplicando una de penalidad por no mantener la existencia media del producto GLP durante los meses de enero, febrero, marzo, abril, mayo y junio de año 2004 ascendente al monto de 42.17 UIT equivalente a S/. 156.029 (aprox. M\$ 31.568). El 21 de octubre el Ejecutor Coactivo suspendió el procedimiento de Ejecución Coactiva respecto a la cobranza de la multa impuesta.
- El 24 de septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 3.700 (aprox. M\$ 731) (1 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) porque el EDAGSF no fue declarado en el Sistema Extranet a través del formato F08 incumplimiento del Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga de Generación. La multa fue pagada y reducida en un 25% - S/. 2.775 (aprox. M\$ 561) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En noviembre de 2014, Banco de Crédito del Perú S.A., con quien Empresa Eléctrica de Piura S.A. suscribió un contrato de leasing referido al Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Malacas – TG5, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 9.485.830 (aprox. M\$ 1.919.158). Banco de Crédito del Perú S.A. presentó la impugnación respectiva en diciembre de 2014, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- El 5 de marzo de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con la Resolución N° 3 del Expediente N° 0395-2011-OS-EC-Cob. Mul. del 25 de febrero de 2015, por el cual se resolvió: (i) levantar la suspensión del procedimiento de ejecución coactiva y continuar con la tramitación del mismo; (ii) proseguir con el cobro de la obligación hasta su cancelación; y, (iii) requerir a Empresa Eléctrica de Piura S.A. para que en un plazo de siete (7) días útiles cumpla con el pago de la deuda ascendente a la suma de S/. 599.062 (aprox. M\$ 121.201), bajo apercibimiento de dictarse las medidas cautelares que correspondan conforme a ley.

## 17.- Chinango S.A.C.

- En octubre de 2010, Chinango fue sancionada por la Municipalidad Distrital de San Ramón con una multa referida al Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la Reorganización Simple llevada a cabo entre Edegel S.A.A. y Chinango S.A.C. y que entró en vigencia el 31 de mayo de 2009. La multa actualizada al 31 de marzo de 2015 asciende a S/. 1.821.710 (aprox. M\$ 368.565). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución.
- En el mes de mayo de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 40.150 (aprox. M\$ 8.123) (11 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) no haber cumplido con el plazo para la entrega de información referida a la calidad de producto, respecto a los archivos fuente – NTCSE; y (ii) por haber reportado los archivos RIN y C11 con errores (información no veraz) de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (aprox. M\$ 3.692) (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones al indicador CCIT; (ii) no haber cumplido con el plazo de entrega de información; y (iii) haber remitido 2 reportes RIN y RD vacíos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Tribunal de apelaciones y sanciones el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente S/. 29.200 (aprox. M\$ 5.908) (8 Unidades Impositivas Tributarias - UIT), al declarar infundado el recurso de apelación interpuesto por Chinango S.A.C. contra la Resolución de Gerencia General N° 014801, la cual impuso una sanción por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica (“NTCSE”), correspondiente al primer semestre 2010 y la confirmó en todos sus extremos. Dicha multa fue cancelada.
- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 74.436), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, al 31 de marzo de 2015, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 769) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 374) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En marzo de 2014, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Ejecución Coactiva N° 0350-2014, a fin de que cumpla con pagar el saldo de multa ascendente a S/. 12.100 (aprox. \$ 2.448), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 9.873).
- En enero de 2014, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2011 por un monto ascendente a S/. 613.390 (aprox. M\$ 124.100), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual,

Chinango S.A.C. interpuso recurso de apelación en enero de 2015, el cual, al 31 de marzo de 2015, se encuentra pendiente de resolución.

#### 18.- Emgesa

- Mediante Resolución 10 de agosto de 2012 el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH- impuso una sanción a la compañía de 200 salarios mínimos legales mensuales vigentes, Col\$ 113.340.000 (aprox. M\$ 27.568), por considerar que no se dio cumplimiento a la normativa y a los procedimientos establecidos en caso de hallazgos arqueológicos como los ocurridos entre los días 3 al 6 de abril de 2011 en zona del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. En contra de la resolución antes mencionada, Emgesa presentó recurso, sin embargo el ICANH, mediante Resolución 149 del 22 de octubre de 2012, confirmó la sanción. **Terminada y pagada.**

#### 19.- Codensa

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes multas :1) mediante Resolución 20112400025515 de 05/09/2011 se sanciona a la Empresa en un monto de Col\$ 41.200.000 (aprox. M\$ 10.021) por suspensión equivocada del servicio por no pago de cuotas por utilización de servicios financieros, cuota de interés CODENSA hogar; 2) mediante Resolución 20112400029265 del 18/10/2011 se impuso sanción de Col\$ 26.780.000 (aprox. M\$ 6.514) por Suspensión equivocada del servicio al cliente después de haber efectuado el pago en la entidad financiera. **Terminada y pagada.**
- En el año 2012 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes sanciones: 1) Mediante Resolución 20122400001045 del 30/01/2012 se impuso sanción por Col\$ 21.424.000 (aprox. M\$ 5.211) por violación del régimen tarifario por calculo errado del costo unitario para los periodos noviembre-dic. de 2009 y enero y febrero de 2010, debido a error en la información sobre propiedad del activo; 2) Mediante Resolución 20122400022555 del 17/07/2012 la Superintendencia impuso a Codensa sanción de Col\$ 45.336.000 (aprox. M\$ 11.027) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el artículo resolución Creg 096 de 2000. **Terminada y pagada.**
- En el mes de abril de 2012 se efectuó pago por parte de Codensa por un valor de Col\$ 32.207.414 (aprox. M\$ 7.834) correspondiente a sanción impuesta por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 1792 del 26 de enero de 2011, por violación de las normas de protección de datos personales contenidas en la Ley 1266 de 2008. **Terminada y pagada.**
- El 5 de junio de 2012 la SSPD, impuso sanción en firme a Codensa por Col\$ 13.558.500 (aprox. M\$ 3.298), Mediante la Resolución N° 20142400025295 por incumplimiento de lo establecido en la Resolución 097 de 2008, toda vez que no acreditó, mediante la certificación expedida por el auditor respectivo, para dar inicio a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, antes del 6 de abril de 2010. **Terminada y pagada.**
- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 40.801) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS. **Terminada y pagada.**
- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 5.514), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades. **Terminada y pagada.**
- Durante marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. M\$ 18.927), por infringir el reglamento de operación en cuanto al tiempo de maniobras TAPS. Mediante resolución 2014240005655 del 07 de marzo de 2014 la SSPD confirmó la sanción señalando que CODENSA SA ESP infringió el reglamento de operación, toda vez que superó el tiempo máximo permitido en la regulación. **Terminada y pagada.**
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios(SSPD), impuso sanción a CODENSA de Col\$ 127.332.000 (aprox. M\$ 30.971), por falla en la prestación del servicio-incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se

impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998. **Terminada y pagada.**

#### 20.- Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Mediante resolución 1312 del 30 de enero de 2014, la Superintendencia de Puertos y Transportes sancionó a la SPCC con el pago de la suma de Col\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 521), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010 y que de acuerdo con las resoluciones 6051 de 2007 y 759 de 2010 debe reportarse en el mes de febrero de 2011. La sanción fue pagada el 14 de febrero de 2014. **Terminada y pagada.**

#### b) Negocios conjuntos

##### 1.-Transquillota

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

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

### 39. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de marzo de 2015 y 2014, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-03-2015					31-03-2014	
				M\$					M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
PEHUENCHE	Gastos medioambientales centrales hidroeléctricas	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición	En proceso	1.697	-	1.697	-	-	1.697	-
		final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)								
ENDESA CHILE	Gastos Medioambientales centrales	Tratamiento de residuos, higienización	En proceso	127.307	-	127.307	-	-	127.307	184.821
CELTA	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	En proceso	38.053	-	38.053	21.551	31-12-2015	59.604	19.026
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Análisis y monitoreo de calidad aguas Canela e Higienización Canela	Terminado	-	-	-	-	-	-	8.079
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	16.882.961	16.882.961	-	7.044.852	31-12-2015	23.927.813	2.390.989
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	69.726	69.726	-	-	-	69.726	1.047.298
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	53.887	-	53.887	85.196	31-12-2015	139.083	14.141
		Paisajismo y áreas verdes	En proceso	33.011	-	33.011	104.312	31-12-2015	137.323	28.480
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	19.807	-	19.807	121.184	31-12-2015	140.991	43.311
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	45.564	-	45.564	42.973	31-12-2015	88.537	30.853
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	981	-	981	37.190	31-12-2015	38.171	-
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	2.533	-	2.533	26.315	31-12-2015	28.848	-
CHINANGO	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	4.749	31-12-2015	4.749	-
	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	42.961	-	42.961	109.973	31-12-2015	152.934	-
		Paisajismo y áreas verdes	En proceso	1.419	-	1.419	6.594	31-12-2015	8.013	3.075
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	47.445	-	47.445	29.422	31-12-2015	76.867	49.582
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	6.561	-	6.561	41.518	31-12-2015	48.079	10.497
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	19.232	31-12-2015	19.232	-
EDESUR	Material contaminante	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	9.616	31-12-2015	9.616	-
		Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	3.788	31-12-2015	3.788	25.850
		Manipulación de material contaminante	En proceso	5.673	-	5.673	-	-	5.673	994
CHILECTRA	Control de Vegetación en Redes At	Poda de árboles en Alta Tensión	En proceso	13.781	-	13.781	85.977	31-12-2015	99.758	9.364
		Mantenimiento de jardines de Subestaciones	En proceso	14.055	-	14.055	40.149	31-12-2015	54.204	12.795
		Control de Maleza en recintos de Subestaciones	En proceso	15.056	-	15.056	45.171	31-12-2015	60.227	14.375
	Gestión de Respel	Gestión a Destino Final de Residuos Peligrosos: Sólidos contaminados con Aceite, pilas, baterías.	En proceso	832	-	832	2.200	31-12-2015	3.032	915
	Gestión de ResSol	Gestión a botadero de desechos de jardines y arborización retirados desde Subestaciones.	En proceso	2.544	-	2.544	2.000	31-12-2015	4.544	-
	Gestión Ambiental en SSEE	Cumplimientos ISO 14001 en subestaciones	En proceso	10.600	-	10.600	1.400	31-12-2015	12.000	-
	Mejoras en la Red MT/BT	Pago Convenio Agua Potable subestación Chicureo	Terminado	9.932	9.932	-	-	-	9.932	-
		Pantallas Acústicas subestación Sta. Elena	Terminado	15.681	15.681	-	-	-	15.681	-
	Permisos Ambientales	Space Cab (8.880 mts.)	En proceso	23.270	23.270	-	58.000	31-12-2015	81.270	26.792
		Preensamblado (69145 mts.)	En proceso	267.598	267.598	-	838.000	31-12-2015	1.105.598	114.764
	Control de Vegetación en Redes MT/BT	Permiso Sectorial Subestación Chena	Terminado	-	-	-	-	-	-	901
		Permiso sectorial Subestación Chicureo	Terminado	-	-	-	-	-	-	4.581
Control de Ruidos	Poda y Tala Media Tensión, Baja Tensión, Media Tensión Líneas especiales energéticas	En proceso	85.167	-	85.167	125.103	31-12-2015	210.270	187.643	
	Modelación de ruido en subestaciones	Terminado	2.895	2.895	-	-	-	2.895	-	
CODENSA	desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS	En proceso	7.722	7.722	-	-	-	7.722	-
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	136.575	136.575	-	-	-	136.575	-
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	72.955	72.955	-	-	-	72.955	136.272
<b>Total</b>				<b>18.058.249</b>	<b>17.489.315</b>	<b>568.934</b>	<b>8.906.465</b>		<b>26.964.714</b>	<b>4.365.398</b>

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-03-2014 M\$					31-03-2013 M\$	
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
ENDESA CHILE	Gastos Medioambientales centrales	Tratamiento de residuos, higienización	En proceso	184.821	-	184.821	-	-	184.821	234.205
CELTA	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	Gastos ambientales en Centrales Térmicas	En proceso	19.026	-	19.026	153.898	31-12-2014	172.924	5.711
CANELA	Gastos Medioambientales centrales	Análisis y monitoreo de calidad aguas Canela e Higienización Canela	En proceso	8.079	-	8.079	-	-	8.079	3.959
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	2.390.989	2.390.989	-	9.195.484	31-12-2014	11.586.473	2.727.274
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	1.047.298	1.047.298	-	-	00-01-1900	1.047.298	34.940
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	14.141	-	14.141	62.264	31-12-2014	76.405	27.616
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	28.480	-	28.480	149.350	31-12-2014	177.830	-
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	43.311	-	43.311	113.259	31-12-2014	156.570	16.488
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	30.853	-	30.853	176.055	31-12-2014	206.908	35.230
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	16.722	31-12-2014	16.722	12.531
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	8.045	31-12-2014	8.045	61
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	6.823	31-12-2014	6.823	-
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	En proceso	-	-	-	5.974	31-12-2014	5.974	14.884
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	3.075	-	3.075	2.860	31-12-2014	5.935	-
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación	En proceso	49.582	-	49.582	190.322	31-12-2014	239.904	8.885
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	10.497	-	10.497	20.963	31-12-2014	31.460	18.988
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	5.229	31-12-2014	5.229	6.754
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	4.398	31-12-2014	4.398	33
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	25.850	-	25.850	23.540	31-12-2014	49.390	-
EDESUR	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante	En proceso	994	-	994	-	-	994	5.647
CHILECTRA	Control de Vegetación en Redes At	Poda de árboles en Alta Tensión	En proceso	9.364	-	9.364	54.977	31-12-2014	64.341	1.354
		Mantenión de jardines de Subestaciones	En proceso	12.795	-	12.795	38.386	31-12-2014	51.181	12.369
		Control de Maleza en recintos de Subestaciones	En proceso	14.375	-	14.375	42.656	31-12-2014	57.031	13.535
		Roce AT	Terminado	-	-	-	-	-	-	18.791
	Gestión de Respel	Gestión a Destino Final de Residuos Peligrosos: Sólidos contaminados con Aceite, pilas, baterías.	En proceso	915	-	915	3.644	31-12-2014	4.559	1.440
	Gestión Ambiental en SSEE	Plan de Manejo Forestal. Tap Chicureo	Terminado	-	-	-	-	-	-	2.300
		Mediciones de Ruido Transformador Media Tensión	Terminado	-	-	-	-	-	-	433
		Mediciones de CEM en transformador Media Tensión	Terminado	-	-	-	-	-	-	456
	Mejoras en la Red MT/BT	Space Cab (8.880 mts.)	En proceso	26.792	26.792	-	54.197	31-12-2014	80.989	-
		Prensablado ( 69145 mts.)	En proceso	114.764	114.764	-	990.551	31-12-2014	1.105.315	-
	Permisos Ambientales	Permiso sectorial Subestación Chicureo	En proceso	4.581	4.581	-	1.168	31-12-2014	5.749	-
		Permiso Sectorial Subestación Chena	Terminado	901	901	-	-	-	901	-
	Control de Vegetación en Redes MT/BT	Poda y Tala Media Tensión, Baja Tensión, Media Tensión Lineas especiales energéticas	En proceso	187.643	187.643	-	428.692	31-12-2014	616.335	211.217
CODENSA	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.	En proceso	136.272	136.272	-	-	-	136.272	-
<b>Total</b>				<b>4.365.398</b>	<b>3.909.240</b>	<b>456.158</b>	<b>11.749.457</b>		<b>16.114.855</b>	<b>3.415.101</b>



#### 40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

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

Estados financieros	31-03-2015													Resultado Bruto de explotación M\$	Resultado de explotación M\$	Resultado Financiero M\$	Resultado antes de impuesto de impuesto M\$	Impuesto sobre la sociedad M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Patrimonio M\$	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios M\$	Materias primas y consumibles utilizados M\$	Margen de Contribución M\$											
<b>Chilectra S.A.</b>	Consolidado	301.409.669	1.173.444.972	1.474.854.641	217.418.227	72.198.013	1.185.238.401	1.474.854.641	297.160.765	(233.268.624)	63.892.142	39.804.587	31.584.362	956.090	43.255.990	(10.451.620)	32.804.370	(71.206.442)	(38.402.072)		
<b>Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.</b>	Consolidado	47.557.334	15.928.635	63.485.969	3.911.000	1.457.830	58.117.139	63.485.969	2.121.452	-	2.121.452	(114.352)	(145.119)	574.728	429.609	(165.181)	264.429	(109)	264.320		
<b>Inversiones Distrilima S.A.</b>	separado	31.608.911	48.931.604	80.540.515	14.761.899	-	65.778.616	80.540.515	-	-	-	(1.387)	(1.387)	209.569	16.498.469	(164.591)	16.333.879	(156.276)	16.177.603		
<b>Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.</b>	separado	119.533.174	601.197.170	720.730.344	195.631.216	261.160.804	263.938.324	720.730.344	129.879.303	(87.053.417)	42.825.886	32.584.225	25.276.394	(3.334.323)	21.942.071	(6.360.755)	15.581.315	(9.813)	15.571.502		
<b>Empresa Nacional de Electricidad S.A.</b>	separado	561.386.312	3.510.086.212	4.071.474.524	832.869.140	950.754.060	2.287.851.324	4.071.474.524	351.955.842	(330.637.601)	21.318.241	(2.654.991)	(21.323.231)	(33.035.552)	1.962.206	(1.601.181)	361.026	(17.020.052)	(16.659.026)		
<b>Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.</b>	separado	72.256.820	206.919.987	279.176.807	20.533.945	53.442.896	205.199.966	279.176.807	52.375.788	(5.708.907)	46.666.881	45.416.765	43.262.503	352.570	43.815.073	(9.803.912)	33.811.161	-	33.811.161		
<b>Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.</b>	separado	81.613.884	452.403.990	534.017.874	130.474.589	30.880.645	372.682.640	534.017.874	67.844.294	(50.377.343)	17.466.951	13.339.890	8.665.860	4.641.003	13.327.412	(3.036.908)	10.290.504	-	10.290.504		
<b>Endesa Argentina S.A.</b>	separado	2.014.000	41.762.656	43.776.656	-	-	43.065.283	43.776.656	-	-	-	(7.481)	(7.481)	-	107.822	(35.173)	100.341	65.168	(255.384)		
<b>Endesa Costanera S.A.</b>	separado	29.257.243	164.142.860	193.400.103	115.958.160	56.216.948	21.224.995	193.400.103	20.531.435	(1.242.470)	19.288.965	9.467.109	3.579.015	(2.819.273)	759.742	-	759.743	(127.653)	632.090		
<b>Hidroeléctrica El Chocón S.A.</b>	separado	24.752.494	139.270.415	164.022.909	32.336.085	47.674.272	84.012.552	164.022.909	6.849.901	(1.619.683)	5.230.218	3.707.022	3.254.148	(1.250.986)	2.003.163	(713.049)	1.290.113	(501.061)	789.052		
<b>Emgesa S.A. E.S.P.</b>	separado	166.018.657	1.738.746.232	1.904.764.889	360.063.189	845.696.309	699.005.391	1.904.764.889	157.079.055	(42.512.455)	114.566.600	97.605.415	88.119.372	(7.835.912)	80.294.742	(31.495.951)	48.798.791	(24.690.670)	24.108.121		
<b>Generandes Perú S.A.</b>	separado	22.995.129	219.671.521	242.666.650	22.534.696	-	220.131.954	242.666.650	-	-	-	(19.190)	(19.190)	1.627	22.781.624	-	22.781.624	(37.742)	22.743.882		
<b>Edgel S.A.A.</b>	separado	105.401.415	720.052.915	825.454.330	128.768.556	210.411.675	486.274.099	825.454.330	75.412.463	(29.554.616)	45.857.846	37.534.446	26.632.771	(758.381)	32.152.517	(9.924.183)	22.228.334	(3.827.136)	18.401.198		
<b>Chinango S.A.C.</b>	separado	12.194.685	111.354.135	123.548.820	14.699.226	39.503.010	69.346.584	123.548.820	10.032.989	(1.490.162)	8.542.828	7.638.706	6.827.297	(233.653)	6.593.644	(2.471.625)	4.122.019	(596.606)	3.525.413		
<b>Enel Brasil S.A.</b>	separado	164.879.765	620.856.839	785.736.604	4.332.219	16.137.370	765.267.015	785.736.604	-	-	-	(2.081.548)	(2.124.839)	6.506.668	4.381.829	(2.051.910)	2.329.919	(139.863.579)	(137.533.660)		
<b>Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.</b>	separado	75.748.458	119.910.327	195.658.785	54.306.091	672.760	140.679.934	195.658.785	41.057.653	(25.955.381)	15.102.271	13.307.281	11.690.300	1.781.759	13.472.058	(4.588.915)	8.883.144	(25.296.907)	(16.413.763)		
<b>Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A.</b>	separado	36.519.749	83.946.620	120.466.369	12.344.629	4.005.250	104.116.490	120.466.369	26.137.169	(2.861.060)	23.276.108	21.361.478	19.951.811	858.715	20.810.525	(7.098.317)	13.712.208	(18.372.277)	(4.660.699)		
<b>Compañía de Interconexión Energética S.A.</b>	separado	46.146.881	196.083.059	242.229.940	91.411.516	5.513.440	145.304.984	242.229.940	16.711.288	(803.531)	15.907.757	14.266.605	12.377.653	4.113.563	15.351.216	(5.405.037)	9.946.179	(26.090.791)	(16.144.612)		
<b>Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.</b>	separado	16.610.229	2.378.840	18.989.069	10.640.877	20.236.513	(11.888.321)	18.989.069	415.074	-	415.074	314.481	275.709	(1.264.844)	(989.135)	-	(989.135)	72.882	(916.253)		
<b>Compañía Energética Do Ceará S.A.</b>	separado	285.280.015	543.674.926	828.954.941	152.975.434	287.885.492	388.084.015	828.954.941	200.014.499	(125.853.778)	74.160.721	49.044.756	38.492.021	(3.779.446)	34.712.573	(5.798.336)	28.914.237	(69.505.725)	(40.591.468)		
<b>EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.</b>	separado	4.308.132	1.579.699	5.887.831	1.790.437	3.554.391	5.430.003	5.887.831	1.286.970	(547.404)	739.566	147.210	141.571	81.508	223.079	(183.114)	39.965	(97.364)	(57.399)		
<b>Ampla Energia E Serviços S.A.</b>	separado	318.284.705	148.253.848	1.266.538.553	241.989.669	501.255.605	523.293.279	1.266.538.553	276.761.221	(210.245.363)	66.515.858	27.764.786	9.495.436	(12.034.093)	(2.538.657)	231.245	(2.307.412)	(95.698.587)	(98.005.999)		
<b>Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.</b>	separado	187.795.432	868.938.613	1.056.734.045	281.863.698	308.359.443	466.510.904	1.056.734.045	220.009.921	(121.577.763)	98.432.158	70.945.234	56.035.942	(7.119.086)	48.917.031	(22.291.717)	26.625.313	(18.126.082)	8.499.231		
<b>Inversora Codensa S.A.</b>	separado	688	69	757	-	-	757	757	-	-	-	(53)	(53)	-	(53)	(2)	(55)	(34)	(89)		
<b>Empresa Distribuidora Sur S.A.</b>	separado	510.464.424	437.634.594	948.099.018	798.954.131	205.211.065	(56.066.178)	948.099.018	160.115.307	(44.156.450)	115.958.856	29.892.893	26.465.330	(19.863.543)	6.611.249	-	6.611.249	316.054	6.927.303		
<b>Generalima, S.A.C.</b>	separado	7.352.056	48.001.468	55.353.524	18.881.412	7.333.595	29.138.517	55.353.524	-	-	-	(192.313)	(192.617)	(549.377)	1.441.773	-	1.441.773	36.045	1.477.818		
<b>Endesa Cemsa, S.A.</b>	separado	28.347.625	913.299	29.260.924	25.001.695	-	4.259.229	29.260.924	216.147	(29.001)	187.147	-	-	(12.185)	(164.616)	50.737	-	(13.879)	(138.842)		
<b>Grupo Dock Sud, S.A.</b>	Consolidado	49.659.486	95.090.205	144.749.691	32.094.266	44.072.604	68.582.821	144.749.691	27.001.892	(20.492.086)	6.509.806	4.171.359	2.717.265	2.291.101	5.008.366	(909.120)	4.099.246	(416.509)	3.682.737		
<b>Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.</b>	Consolidado	43.302.673	79.634.419	122.937.092	13.940.696	48.035.625	60.960.771	122.937.092	11.833.788	(5.635.187)	6.198.601	4.778.564	3.411.960	(2.068.364)	1.343.595	(376.239)	967.356	65.083	1.032.439		
<b>Grupo Distrilima</b>	Consolidado	134.936.902	601.197.170	736.134.072	194.187.931	261.160.804	280.785.337	736.134.072	129.879.303	(87.053.417)	42.825.886	32.582.837	25.275.006	(3.124.754)	22.150.252	(6.525.346)	15.624.906	32.510	15.657.416		
<b>Grupo Endesa Chile</b>	Consolidado	884.689.344	6.093.385.317	6.978.074.661	1.262.909.187	2.290.189.795	3.424.975.679	6.978.074.661	639.772.235	(345.018.915)	294.753.320	224.940.378	168.008.273	(41.787.531)	146.359.100	(59.435.491)	86.923.609	(129.610.110)	(42.686.501)		
<b>Grupo Enel Brasil</b>	Consolidado	841.971.417	1.941.125.969	2.783.097.386	465.908.505	817.494.184	1.499.694.697	2.783.097.386	529.365.880	(332.870.303)	196.495.577	124.410.990	89.402.808	(15.658.930)	73.743.878	(24.894.384)	48.849.494	(265.747.164)	(216.897.670)		
<b>Grupo Generandes Perú</b>	Consolidado	111.446.893	807.768.094	919.214.987	136.858.141	249.914.684	532.442.162	919.214.987	85.341.115	(30.940.441)	54.400.674	45.153.962	33.440.878	(990.407)	33.975.072	(12.395.808)	21.579.294	(13.193.964)	8.385.330		
<b>Grupo Endesa Argentina</b>	Consolidado	55.366.352	307.644.549	363.010.901	148.209.783	102.566.912	112.234.206	363.010.901	27.355.262	(2.862.153)	24.493.109	13.164.924	6.823.956	(4.032.461)	2.740.250	(751.747)	1.988.503	(670.029)	1.318.474		
<b>Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.</b>	Consolidado	218.053.669	211.416.336	429.470.005	36.461.343	47.142.118	345.866.544	429.470.005	43.469.319	(26.819.176)	16.650.143	13.150.809	10.251.141	4.268.761	14.519.902	(4.094.981)	10.424.921	(86.958)	10.337.963		





## 41. HECHOS POSTERIORES.

### ENERSIS

- Con fecha 22 de abril de 2015, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de Enersis S.A., en sesión celebrada el día 22 de abril de 2015, ha tomado conocimiento de un hecho esencial difundido en esta misma fecha por su Controlador, la sociedad italiana Enel SpA, mediante el cual ésta se refiere a la conveniencia de que los Directorios de Enersis S.A., Endesa Chile y Chilectra inicien el análisis de un eventual proceso de reorganización societaria destinado a la separación de las actividades de generación y distribución de energía eléctrica desarrolladas en Chile de las desarrolladas en otros países de Latinoamérica.

Este Directorio ha resuelto, por la unanimidad de sus miembros presentes, adjuntar al presente copia del texto de dicho hecho esencial, tanto en su versión italiana como inglesa, a fin de que sea conocido por todos los accionistas de Enersis S.A.. Asimismo, ha decidido que, una vez que se produzca la renovación del Directorio, se examine la posible conveniencia de iniciar el estudio de dicha iniciativa en su próxima sesión ordinaria prevista para el día 28 de abril de 2015. Enersis informará oportunamente a la Superintendencia de Valores y Seguros, a todos sus accionistas y al mercado en general acerca de las decisiones que adopte en esta materia.

- En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2015, se ha acordado 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 procederá 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 28 de abril de 2015, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

1° En Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A., de fecha 28 de abril de 2015, se eligió un nuevo Directorio de la compañía por un período de tres años, conformado por las siguientes personas:

Sr. Jorge Rosenblut  
Sr. Francesco Starace  
Sra. Francesca Di Carlo  
Sr. Alberto De Paoli  
Sr. Hernán Somerville Senn  
Sra. Carolina Schmidt Zaldívar  
Sr. Rafael Fernández Morandé

2° En sesión de Directorio celebrada con fecha 28 de abril de 2015, fue elegido como Presidente del Directorio y de la Compañía, don Jorge Rosenblut, como Vicepresidente del Directorio, don Francesco Starace y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

3° Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Carolina Schmidt Zaldívar y Rafael Fernández Morandé. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Superintendencia de vuestra dirección, se informa que los tres Directores antes señalados son directores independientes.

4° Se informa que el Directorio de Enersis S.A. ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores al director señor Hernán Somerville Senn.

5° Finalmente se informa que el Comité de Directores de Enersis S.A. ha designado como Presidente al señor Hernán Somerville Senn y como Secretario a don Domingo Valdés Prieto.

- Con fecha 28 de abril de 2015, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de Enersis S.A. ("Enersis") ha resuelto, por la unanimidad de sus miembros, iniciar los análisis de una reorganización societaria tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por Enersis y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") y Chilectra S.A. ("Chilectra"). El objetivo de esta reorganización es resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivan actualmente de la compleja estructura societaria del Grupo Enersis y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel.

Para ello, la Compañía se propone analizar una posible reorganización societaria consistente en la división de Enersis, Endesa Chile y Chilectra para la segregación, por un lado, de los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, de las actividades fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de las sociedades resultantes que sean propietarias de las participaciones en negocios fuera de Chile.

Ninguna de estas operaciones requeriría la aportación de recursos financieros adicionales por parte de los accionistas.

Asimismo, todos los accionistas mantendrían en las sociedades resultantes de las divisiones antes indicadas idéntica participación a la que tuvieran con anterioridad.

Las nuevas sociedades creadas como consecuencia de esta reorganización societaria estarían también radicadas en Chile y sus acciones cotizarían en los mismos mercados en que actualmente lo hacen las sociedades del Grupo Enersis.

El Directorio de Enersis ha instruido a la gerencia para que analice esta posible reorganización societaria teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas y otros stakeholders, con especial atención al interés de los accionistas minoritarios, así como para trasladar esta iniciativa a los directorios de Endesa Chile y Chilectra.

De ser aprobada por los directorios de Enersis, Endesa Chile y Chilectra, la propuesta de reorganización societaria sería, en su caso, sometida a la aprobación de las respectivas juntas de accionistas.

La Compañía mantendrá informado al mercado del avance de esta iniciativa.

## **ENDESA**

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada el día 27 de abril de 2015, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 57 de \$ 3,44046, por acción) y un dividendo adicional que asciende a un total de \$ 20,39541, por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 57 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 58 ascendente a \$ 16,95495 por acción.

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A., celebrada con fecha 27 de abril de 2015, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un período de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma.

El directorio quedó conformado por las siguientes personas:

- Enrico Viale
- Ignacio Mateo Montoya
- Vittorio Vagliasindi
- Francesco Buresti
- Francesca Gostinelli
- Felipe Lamarca Claro
- Isabel Marshall Lagarrigue
- Enrique Cibié Bluth
- Jorge Atton Palma

En sesión ordinaria de directorio, celebrada en la misma fecha, el directorio acordó designar como Presidente del directorio y de la sociedad al señor Enrico Viale y como Vicepresidente al señor Ignacio Mateo Montoya.

En la misma sesión, se acordó designar como miembros del comité de directores a los señores Enrique Cibié Bluth, Jorge Atton Palma y Felipe Lamarca Claro; y como experto financiero del mismo a don Enrique Cibié Bluth.

## **PEHUENCHE**

- Con fecha 14 de abril de 2015, la Sociedad informó el siguiente hecho, la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada con fecha 13 de abril de 2015, aprobó el reparto del saldo de dividendo definitivo, por un monto de \$67,720076 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014. Dicho saldo de dividendo se pagará a partir del día 29 de abril del año en curso a los accionistas de la Compañía inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha establecida para el pago. La publicación del aviso se efectuó el 16 de abril en el diario El Mercurio de Santiago.

También, con motivo de la Junta de Accionistas se realizó elección de Directorio, siendo designados los señores Ramiro Alfonsín Balza, Luis Ignacio Quiñones Sotomayor, Claudio Helfmann Soto, Fernando Vallejos Reyes y Humberto Bermúdez Ramírez. En la misma sesión el señor Humberto Bermúdez Ramírez presentó su renuncia al directorio de Pehuenche, el Directorio decidió nombrar en su reemplazo al señor Jorge Burlando Bonino.

## **CHILECTRA**

- Hecho Esencial enviado con fecha 17 de abril de 2015.

A contar de esta fecha, don Gianluca Caccialupi presentó la renuncia a su cargo de Subgerente General de la Compañía.

Se deja constancia que se agradeció al señor Gianluca Caccialupi los servicios prestados a la Compañía, los cuales han permitido colocar a Chilectra S.A. en los más altos puestos de reconocimiento empresarial en Chile, además de establecer una senda de mejora e innovación continua en el servicio prestado a sus clientes.

- Hecho Esencial Elección de Directorio enviado con fecha 27 de abril de 2015

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 27 de abril de 2015, se designaron Directores de la Compañía a los señores:

Sr. Livio Gallo  
Sr. Gianluca Caccialupi  
Sra. Iris Boeninger Von Kretschmann  
Sr. Vincenzo Ranieri  
Sr. Hernán Felipe Errázuriz Correa  
Sr. Marcelo Llévanes Rebolledo

Asimismo, informamos a esa Superintendencia que, en la Sesión N°05/2015 Extraordinaria del Directorio, celebrada ese mismo día, se procedió a nombrar Presidente del Directorio a don Livio Gallo y Vicepresidente a don Marcelo Llévanes Rebolledo.

- En Junta Ordinaria de Accionistas de Chilectra S.A., celebrada el día 27 de abril de 2015, se acordó distribuir a contar del 15 de mayo de 2015, un dividendo definitivo de \$23,39373 por acción, con cargo a las utilidades al 31 de diciembre de 2014.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de abril de 2015 y la fecha de emisión de los estados financieros.



## ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS:

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

Rut	Sociedad ( Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 31/03/2015			% Control a 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
Extranjero	Ampla Energia E Serviços S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%	13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Atacama Finance Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad Financiera
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,99%	69,99%	0,00%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
Extranjero	Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%	99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%	0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. (7)	Peso Colombiano	21,14%	36,01%	57,15%	21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%	3,78%	96,21%	99,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. (5)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P. (7)	Peso Colombiano	21,60%	34,83%	56,43%	21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A. (7)	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panama	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%	16,02%	83,43%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
Extranjero	Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%	59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	50,09%	49,91%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cernsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica



Rut	Sociedad ( Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 31/03/2015			% Control a 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	75,68%	75,68%	0,00%	75,68%	75,68%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Extranjero	En-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
Extranjero	Eólica Fazenda Nova-geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
Extranjero	Energex Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad de Cartera
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte de Gas Natural
96.830.980-3	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
78.932.860-9	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
Extranjero	Generalima, S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A. (2)	Nuevos Soles	39,00%	61,00%	100,00%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4)	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%	99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4)	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%	99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras
Extranjero	Inversiones Distrilma S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%	0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (6)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

- (1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 5).
- (2) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.. Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inkia Holdings fue fusionada con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inkia.
- (3) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron disueltas.
- (4) Con fecha 31 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco fue fusionada con ICT, siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre de Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.
- (5) Con fecha 30 de diciembre de 2014 se vendieron las sociedades Aguas Santiago Poniente S.A. y Constructora y Proyectos los Maitenes S.A..
- (6) Con fecha 9 de enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A. (Ver nota 2.4.1)
- (7) Ver nota 2.4.2

## ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 31 de marzo de 2015				al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.					0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Atacama Finance Co. (1)					0,00%	0,00%	0,00%	Integración global
Energex Co. (1)					0,00%	0,00%	0,00%	Integración global
GasAtacama S.A.					0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A.					0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.					0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.					0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.					0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.					0,00%	100,00%	100,00%	Integración global

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

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 31 de marzo de 2015				al 31 de diciembre de 2014			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Aguas Santiago Poniente S.A.	-	-	-	-	0,00%	78,88%	78,88%	Integración global
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	-	-	-	-	0,00%	55,00%	55,00%	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	-	100,00%	100,00%	Integración global	-	-	-	-



### ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

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

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/03/2015			% Participación al 31/12/2014			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%	Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%	Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%	Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
76.091.595-5	Aysén Energía S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica







c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de marzo de 2015										31 de diciembre de 2014								
							Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente					
							Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado IV	\$ Arg	36,66%	32,47%	117.156	313.907	431.063	191.667	-	-	-	-	191.667	86.271	335.251	421.522	290.454	-	-	-	-	-	290.454
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Ciudad -Sindicado IV	\$ Arg	36,66%	32,47%	47.332	126.821	174.153	77.434	-	-	-	-	77.434	34.894	135.536	170.430	117.383	-	-	-	-	-	117.383
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	ICB Argentina	\$ Arg	36,66%	32,47%	455.989	1.220.697	1.676.282	745.344	-	-	-	-	745.344	340.037	1.314.222	1.654.259	1.133.971	-	-	-	-	-	1.133.971
<b>Totales</b>							<b>17.834.158</b>	<b>73.956.652</b>	<b>91.790.810</b>	<b>74.348.058</b>	<b>84.252.363</b>	<b>64.508.911</b>	<b>31.226.128</b>	<b>97.318.863</b>	<b>351.654.323</b>	<b>17.616.391</b>	<b>45.859.907</b>	<b>63.476.298</b>	<b>68.780.986</b>	<b>65.194.217</b>	<b>78.955.951</b>	<b>36.824.905</b>	<b>48.015.897</b>	<b>297.771.956</b>	









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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2015 M\$	31-12-2014 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			<b>322.173.064</b>	<b>334.548.745</b>
	Dólar	Peso chileno	296.743.435	294.009.266
	Dólar	Peso Colombiano	94.997	413.009
	Dólar	Nuevo Sol	18.816.639	28.750.530
	Dólar	Peso Argentino	1.072.829	1.058.646
	Peso Argentino	Dólar	-	4.206.734
	Peso chileno	Dólar	-	6.110.560
	Peso Argentino	Pesos chileno	5.445.164	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			<b>19.623.357</b>	<b>14.039.935</b>
	Dólar	Peso chileno	19.623.357	14.039.935
<b>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</b>			<b>341.796.421</b>	<b>348.588.680</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>341.796.421</b>	<b>348.588.680</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			<b>59.358.027</b>	<b>61.063.049</b>
	Dólar	Peso chileno	27.185.506	27.794.762
	Peso colombiano	Peso chileno	31.712.160	32.795.615
	Peso argentino	Peso chileno	460.361	472.672
Plusvalía			<b>398.681.177</b>	<b>439.500.128</b>
	Real	Nuevo Sol	7.208.609	8.527.161
	Real	Peso chileno	218.442.270	258.398.340
	Peso Colombiano	Peso chileno	10.576.138	11.045.730
	Nuevo Sol	Peso chileno	135.349.513	135.136.616
	Peso Argentino	Peso chileno	6.184.315	6.220.966
	Dólar	Peso chileno	20.920.332	20.171.315
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>458.039.204</b>	<b>500.563.177</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>			<b>799.835.625</b>	<b>849.151.857</b>



			31-03-2015									31-12-2014									
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes						
	Moneda extranjera	Moneda funcional	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total	
			M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>PASIVOS</b>																					
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		25.340.158	222.751.788	248.091.946	262.983.486	77.461.451	47.130.046	40.332.681	840.077.159	1.267.984.823	27.290.627	194.911.470	222.202.097	264.874.981	71.011.720	60.603.646	42.762.853	804.987.364	1.244.240.564	
	Dólares	Peso chileno	14.150.038	159.378.732	173.528.770	196.791.665	30.553.087	30.552.154	30.551.160	780.660.421	1.069.108.487	12.530.333	155.604.278	168.134.611	191.134.280	28.196.301	28.198.962	28.201.795	746.470.766	1.022.202.104	
	Dólares	Reales	17.706	53.118	70.824	70.825	70.825	70.825	70.825	2.035.092	2.318.392	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981	
	Dólares	Soles	8.355.634	50.186.174	58.541.808	65.254.413	45.976.382	15.651.336	8.715.858	31.838.476	167.436.465	11.923.154	25.181.231	37.104.385	71.958.836	42.073.900	31.664.112	13.681.372	32.636.449	192.014.669	
	Dólares	Peso Argentino	2.816.780	13.133.764	15.950.544	866.583	861.157	855.731	994.838	25.543.170	29.121.479	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.784	23.886.776	27.746.810	
<b>TOTAL PASIVOS</b>			<b>25.340.158</b>	<b>222.751.788</b>	<b>248.091.946</b>	<b>262.983.486</b>	<b>77.461.451</b>	<b>47.130.046</b>	<b>40.332.681</b>	<b>840.077.159</b>	<b>1.267.984.823</b>	<b>27.290.627</b>	<b>194.911.470</b>	<b>222.202.097</b>	<b>264.874.981</b>	<b>71.011.720</b>	<b>60.603.646</b>	<b>42.762.853</b>	<b>804.987.364</b>	<b>1.244.240.564</b>	



**ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:**

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

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-03-2015										Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$		
Cuentas comerciales por cobrar bruto	1.024.990.950	112.011.335	47.649.625	12.350.051	9.927.290	9.197.469	7.134.288	4.354.271	3.151.606	175.714.689	1.406.481.574	198.799.770
Provisión de deterioro	(2.236.374)	(7.927.678)	(2.837.213)	(2.450.143)	(2.548.351)	(2.392.415)	(2.038.240)	(1.656.236)	(1.091.898)	(115.109.304)	(140.287.852)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	661.866.556	-	-	-	-	-	-	-	-	-	661.866.556	54.428.476
Provisión de deterioro	(7.228.207)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.228.207)	(37)
<b>Total</b>	<b>1.677.392.925</b>	<b>104.083.657</b>	<b>44.812.412</b>	<b>9.899.908</b>	<b>7.378.939</b>	<b>6.805.054</b>	<b>5.096.048</b>	<b>2.698.035</b>	<b>2.059.708</b>	<b>60.605.385</b>	<b>1.920.832.071</b>	<b>253.228.209</b>

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2014										Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$		
Cuentas comerciales por cobrar bruto	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011	7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654	202.932.480
Provisión de deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)	(2.288.401)	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	568.028.235	-	-	-	-	-	-	-	-	-	568.028.235	88.709.195
Provisión de deterioro	(7.239.158)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.239.158)	-
<b>Total</b>	<b>1.462.572.590</b>	<b>98.734.769</b>	<b>37.406.353</b>	<b>16.703.125</b>	<b>4.861.610</b>	<b>5.051.153</b>	<b>4.384.416</b>	<b>3.003.510</b>	<b>2.056.057</b>	<b>46.913.320</b>	<b>1.681.686.903</b>	<b>291.641.675</b>

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-03-2015						Saldo al 31-12-2014					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	12.539.756	1.011.244.897	95.082	13.746.053	12.634.838	1.024.990.950	10.244.620	888.656.332	93.327	14.407.554	10.337.947	903.063.886
Entre 1 y 30 días	3.283.380	107.170.510	129.397	4.840.825	3.412.777	112.011.335	2.101.665	101.089.273	85.662	5.805.361	2.187.327	106.894.634
Entre 31 y 60 días	366.108	45.150.504	12.509	2.499.121	378.617	47.649.625	408.941	36.225.884	29.281	3.588.619	438.222	39.814.503
Entre 61 y 90 días	71.226	10.714.315	10.526	1.635.736	81.752	12.350.051	87.712	18.833.430	23.566	1.908.344	111.278	20.741.774
Entre 91 y 120 días	58.501	8.642.755	10.975	1.284.535	69.476	9.927.290	58.397	5.580.951	14.327	1.569.060	72.724	7.150.011
Entre 121 y 150 días	66.052	8.047.747	9.447	1.149.722	75.499	9.197.469	52.163	5.776.635	14.132	1.397.463	66.295	7.174.098
Entre 151 y 180 días	48.640	6.120.753	9.050	1.013.535	57.690	7.134.288	39.113	5.103.607	9.616	1.284.276	48.729	6.387.883
Entre 181 y 210 días	42.395	3.602.022	20.136	752.249	62.531	4.354.271	24.086	3.462.029	15.507	1.076.083	39.593	4.538.112
Entre 211 y 250 días	33.732	2.483.172	28.832	668.434	62.564	3.151.606	20.666	2.455.802	10.733	960.772	31.399	3.416.574
Superior a 251 días	187.923	171.681.838	6.128	4.032.851	194.051	175.714.689	408.132	148.793.724	18.770	28.024.455	426.902	176.818.179
<b>Total</b>	<b>16.697.713</b>	<b>1.374.858.513</b>	<b>332.082</b>	<b>31.623.061</b>	<b>17.029.795</b>	<b>1.406.481.574</b>	<b>13.445.495</b>	<b>1.215.977.667</b>	<b>314.921</b>	<b>60.021.987</b>	<b>13.760.416</b>	<b>1.275.999.654</b>

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-03-2015		Saldo al 31-12-2014	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	160.541	19.543.677	164.145	15.922.688
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	7.915	7.034.567	9.983	13.828.106
<b>Total</b>	<b>168.456</b>	<b>26.578.244</b>	<b>174.128</b>	<b>29.750.794</b>

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





c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-03-2015	31-03-2014
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	16.846.866	2.125.939
Provisión cartera repactada	(7.296.009)	3.650.372
Castigos del período	7.695.226	(3.564.890)
Recuperos del período	-	-
<b>Total</b>	<b>17.246.083</b>	<b>2.211.421</b>

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-03-2015		31-03-2014	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Provisión deterioro y recuperos:</b>				
Número de operaciones	10.257.640	10.257.640	1.814.000	1.814.000
Monto de las operaciones	9.550.857	9.550.857	5.776.311	5.776.311



## ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

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

### a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al										Total Corriente	Total No Corriente
	31-03-2015											
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días	Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>												
<b>Generación y transmisión</b>	<b>414.406.161</b>	<b>20.678.580</b>	<b>5.679.111</b>	<b>604.776</b>	<b>1.995.339</b>	<b>382.125</b>	<b>356.554</b>	<b>224.298</b>	<b>85.838</b>	<b>63.347.146</b>	<b>507.759.928</b>	<b>182.265.250</b>
-Grandes Clientes	323.317.754	18.912.547	5.641.142	415.802	1.985.438	376.400	76.928	221.837	82.984	16.816.645	367.847.477	-
-Clientes Institucionales	61.239.869	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.239.869	174.880.002
-Otros	29.848.538	1.766.033	37.969	188.974	9.901	5.725	279.626	2.461	2.854	46.530.501	78.672.582	7.385.248
Provisión Deterioro	(386.992)	-	-	(168.060)	-	-	(62.382)	-	-	(47.670.101)	(48.287.535)	-
Servicios no facturados	213.893.702	9.057	-	-	-	-	265.986	-	-	-	214.168.745	1.008.905
Servicios facturados	200.512.459	20.669.523	5.679.111	604.776	1.995.339	382.125	90.568	224.298	85.838	63.347.146	293.591.183	181.256.345
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>												
<b>Distribución</b>	<b>610.584.789</b>	<b>91.332.755</b>	<b>41.970.514</b>	<b>11.745.275</b>	<b>7.931.951</b>	<b>8.815.344</b>	<b>6.777.734</b>	<b>4.129.973</b>	<b>3.065.768</b>	<b>112.367.543</b>	<b>898.721.646</b>	<b>16.534.520</b>
-Clientes Masivos	426.185.873	63.168.138	27.023.481	6.872.270	4.652.369	4.220.732	3.003.055	2.396.807	1.407.377	51.974.553	590.904.655	8.855.973
-Grandes Clientes	131.978.207	17.293.647	7.446.589	1.757.811	1.078.340	1.689.500	2.195.603	985.561	1.048.683	36.924.875	202.398.816	2.089.388
-Clientes Institucionales	52.420.709	10.870.970	7.500.444	3.115.194	2.201.242	2.905.112	1.579.076	747.605	609.708	23.468.115	105.418.175	5.589.159
Provisión Deterioro	(1.849.382)	(7.927.678)	(2.837.213)	(2.282.083)	(2.548.351)	(2.392.415)	(1.975.858)	(1.656.236)	(1.091.898)	(67.439.203)	(92.000.317)	-
Servicios no facturados	320.976.098	-	-	-	-	-	-	-	-	-	320.976.098	134.053
Servicios facturados	289.608.691	91.332.755	41.970.514	11.745.275	7.931.951	8.815.344	6.777.734	4.129.973	3.065.768	112.367.543	577.745.548	16.400.467
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	1.024.990.950	112.011.335	47.649.625	12.350.051	9.927.290	9.197.469	7.134.288	4.354.271	3.151.606	175.714.689	<b>1.406.481.574</b>	198.799.770
Total Provisión Deterioro	(2.236.374)	(7.927.678)	(2.837.213)	(2.450.143)	(2.548.351)	(2.392.415)	(2.038.240)	(1.656.236)	(1.091.898)	(115.109.304)	<b>(140.287.852)</b>	-
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	1.022.754.576	104.083.657	44.812.412	9.899.908	7.378.939	6.805.054	5.096.048	2.698.035	2.059.708	60.605.385	<b>1.266.193.722</b>	198.799.770

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales



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



- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al										Total cartera bruta M\$
	31-03-2015										
	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\$	
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>406.624.483</b>	<b>20.678.406</b>	<b>5.641.142</b>	<b>583.862</b>	<b>1.985.438</b>	<b>376.400</b>	<b>342.914</b>	<b>221.837</b>	<b>82.984</b>	<b>62.975.934</b>	<b>499.513.400</b>
-Grandes Clientes	323.317.754	18.912.547	5.641.142	415.802	1.985.438	376.400	76.928	221.837	82.984	16.816.645	367.847.477
-Clientes Institucionales	61.239.869	-	-	-	-	-	-	-	-	-	61.239.869
-Otros	22.066.860	1.765.859	-	168.060	-	-	265.986	-	-	46.159.289	70.426.054
<b>Cartera repactada</b>	<b>7.781.678</b>	<b>174</b>	<b>37.969</b>	<b>20.914</b>	<b>9.901</b>	<b>5.725</b>	<b>13.640</b>	<b>2.461</b>	<b>2.854</b>	<b>371.212</b>	<b>8.246.528</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	7.781.678	174	37.969	20.914	9.901	5.725	13.640	2.461	2.854	371.212	8.246.528
<b>DISTRIBUCIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>604.620.414</b>	<b>86.492.104</b>	<b>39.509.362</b>	<b>10.130.453</b>	<b>6.657.317</b>	<b>7.671.347</b>	<b>5.777.839</b>	<b>3.380.185</b>	<b>2.400.188</b>	<b>108.705.904</b>	<b>875.345.113</b>
-Clientes Masivos	421.656.835	59.259.263	25.095.172	5.757.846	3.793.798	3.486.949	2.431.003	1.924.672	1.009.493	49.248.356	573.663.387
-Grandes Clientes	130.933.655	16.808.898	7.340.528	1.669.853	1.006.252	1.629.619	2.133.014	931.439	999.923	36.731.492	200.184.673
-Clientes Institucionales	52.029.924	10.423.943	7.073.662	2.702.754	1.857.267	2.554.779	1.213.822	524.074	390.772	22.726.056	101.497.053
<b>Cartera repactada</b>	<b>5.964.375</b>	<b>4.840.651</b>	<b>2.461.152</b>	<b>1.614.822</b>	<b>1.274.634</b>	<b>1.143.997</b>	<b>999.895</b>	<b>749.788</b>	<b>665.580</b>	<b>3.661.639</b>	<b>23.376.533</b>
-Clientes Masivos	4.529.037	3.908.874	1.928.309	1.114.425	858.569	733.782	572.052	472.136	397.884	2.726.197	17.241.265
-Grandes Clientes	1.044.552	484.750	106.061	87.958	72.089	59.881	62.589	54.121	48.760	193.383	2.214.144
-Clientes Institucionales	390.786	447.027	426.782	412.439	343.976	350.334	365.254	223.531	218.936	742.059	3.921.124
<b>Total cartera bruta</b>	<b>1.024.990.950</b>	<b>112.011.335</b>	<b>47.649.625</b>	<b>12.350.051</b>	<b>9.927.290</b>	<b>9.197.469</b>	<b>7.134.288</b>	<b>4.354.271</b>	<b>3.151.606</b>	<b>175.714.689</b>	<b>1.406.481.574</b>



Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2014										Total cartera bruta M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>363.410.191</b>	<b>14.146.157</b>	<b>2.333.183</b>	<b>782.547</b>	<b>228.410</b>	<b>77.466</b>	<b>265.238</b>	<b>65.525</b>	<b>136.823</b>	<b>58.343.089</b>	<b>439.788.629</b>
-Grandes Clientes	293.422.775	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.395.295
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-	-	-	-	-	-	-	48.353.634
-Otros	21.633.782	7.496.899	-	219.539	-	-	-	-	-	54.689.480	84.039.700
<b>Cartera repactada</b>	<b>8.718.298</b>	<b>39.427</b>	<b>34.852</b>	<b>44.248</b>	<b>31.146</b>	<b>24.125</b>	<b>120.806</b>	<b>3.660</b>	<b>3.788</b>	<b>432.319</b>	<b>9.452.669</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	8.718.298	39.427	34.852	44.248	31.146	24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
<b>DISTRIBUCIÓN</b>											
<b>Cartera no repactada</b>	<b>525.246.141</b>	<b>86.943.116</b>	<b>33.892.701</b>	<b>18.050.883</b>	<b>5.352.541</b>	<b>5.699.169</b>	<b>4.838.369</b>	<b>3.396.504</b>	<b>2.318.979</b>	<b>90.450.635</b>	<b>776.189.038</b>
-Clientes Masivos	359.557.387	61.876.128	22.363.672	5.224.924	3.690.220	3.176.315	2.587.866	1.727.709	1.291.303	37.131.908	498.627.432
-Grandes Clientes	121.295.659	17.592.569	5.739.993	2.818.594	627.109	977.296	1.390.709	1.219.723	595.298	32.199.320	184.456.270
-Clientes Institucionales	44.393.095	7.474.419	5.789.036	10.007.365	1.035.212	1.545.558	859.794	449.072	432.378	21.119.407	93.105.336
<b>Cartera repactada</b>	<b>5.689.256</b>	<b>5.765.934</b>	<b>3.553.767</b>	<b>1.864.096</b>	<b>1.537.914</b>	<b>1.373.338</b>	<b>1.163.470</b>	<b>1.072.423</b>	<b>956.984</b>	<b>27.592.136</b>	<b>50.569.318</b>
-Clientes Masivos	3.845.451	4.234.303	2.110.934	1.314.417	1.093.224	931.394	749.443	660.954	555.345	12.320.248	27.815.713
-Grandes Clientes	1.197.671	1.052.707	298.969	128.194	86.152	91.274	70.027	70.088	69.219	942.702	4.007.003
-Clientes Institucionales	646.134	478.924	1.143.864	421.485	358.538	350.670	344.000	341.381	332.420	14.329.186	18.746.602
<b>Total cartera bruta</b>	<b>903.063.886</b>	<b>106.894.634</b>	<b>39.814.503</b>	<b>20.741.774</b>	<b>7.150.011</b>	<b>7.174.098</b>	<b>6.387.883</b>	<b>4.538.112</b>	<b>3.416.574</b>	<b>176.818.179</b>	<b>1.275.999.654</b>



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

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

Pais	COLOMBIA		PERU				ARGENTINA				BRASIL		CHILE				TOTAL				
	31.03.2015	31.12.2014	31.03.2015		31.12.2014		31.03.2015		31.12.2014		31.03.2015	31.12.2014	31.03.2015		31.12.2014		31.03.2015		31.12.2014		
	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	
<b>BALANCE</b>																					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	378.163	341.882	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	575.627	34.614	287.822	33.766	953.790	34.614	629.704	33.766
Cuentas comerciales por cobrar y otras																					
cuentas por cobrar corrientes	96.038.218	87.752.705	37.018.565	4.159.433	33.292.452	4.920.460	25.457.683	51.035	35.563.152	2.247.911	100.927.731	90.300.184	250.183.854	13.520.146	250.102.288	10.403.137	509.626.050	17.730.613	497.010.780	17.571.508	
<b>Total Activo estimado</b>	<b>96.416.381</b>	<b>88.094.587</b>	<b>37.018.565</b>	<b>4.159.433</b>	<b>33.292.452</b>	<b>4.920.460</b>	<b>25.457.683</b>	<b>51.035</b>	<b>35.563.152</b>	<b>2.247.911</b>	<b>100.927.731</b>	<b>90.300.184</b>	<b>250.759.480</b>	<b>13.554.760</b>	<b>250.390.110</b>	<b>10.436.903</b>	<b>510.579.840</b>	<b>17.765.228</b>	<b>497.640.484</b>	<b>17.605.274</b>	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	73.546	52.558	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.086.769	96.171	1.618.986	-	1.160.315	96.171	1.671.544	-	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	36.195.331	34.554.825	17.093.751	6.678.441	17.797.573	5.876.893	12.455.293	-	14.539.649	6.529	161.738.120	175.593.458	165.648.369	7.745.496	92.863.118	9.251.403	393.130.865	14.423.937	335.348.623	15.134.825	
<b>Total Pasivo estimado</b>	<b>36.268.877</b>	<b>34.607.384</b>	<b>17.093.751</b>	<b>6.678.441</b>	<b>17.797.573</b>	<b>5.876.893</b>	<b>12.455.293</b>	<b>-</b>	<b>14.539.649</b>	<b>6.529</b>	<b>161.738.120</b>	<b>175.593.458</b>	<b>166.735.138</b>	<b>7.841.667</b>	<b>94.482.104</b>	<b>9.251.403</b>	<b>394.291.180</b>	<b>14.520.108</b>	<b>337.020.167</b>	<b>15.134.825</b>	
	31.03.2015	31.03.2014	31.03.2015		31.03.2014		31.03.2015		31.03.2014		31.03.2015	31.03.2014	31.03.2015		31.03.2014		31.03.2015		31.03.2014		
<b>RESULTADO</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Potencia</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Potencia</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Potencia</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Potencia</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Potencia</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Potencia</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Potencia</b>	<b>Energía y Peajes</b>	<b>Potencia</b>	
Ventas de Energía Grupos	391.848	305.509	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	458.042	49.680	198.784	28.517	849.890	49.680	504.294	28.517	
Ventas de Energía	99.513.704	92.112.865	36.943.620	4.375.150	33.259.705	7.197.708	40.989.811	51.035	19.135.152	56.834	119.454.543	80.466.242	167.622.873	310.922	124.739.777	10.465.534	464.524.550	4.737.106	349.713.741	17.720.075	
<b>Venta Energía</b>	<b>99.905.552</b>	<b>92.418.375</b>	<b>36.943.620</b>	<b>4.375.150</b>	<b>33.259.705</b>	<b>7.197.708</b>	<b>40.989.811</b>	<b>51.035</b>	<b>19.135.152</b>	<b>56.834</b>	<b>119.454.543</b>	<b>80.466.242</b>	<b>168.080.915</b>	<b>360.602</b>	<b>124.938.561</b>	<b>10.494.051</b>	<b>465.374.441</b>	<b>4.786.786</b>	<b>350.218.035</b>	<b>17.748.592</b>	
Compra de Energía Grupo	76.207	74.222	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.040.092	96.171	493.639	-	1.116.300	96.171	567.862	-	
Compra de Energía	37.505.188	32.825.752	17.194.033	6.713.514	12.939.961	6.399.866	12.559.922	-	12.559.922	12.270.240	179.871.271	199.998.409	125.541.040	6.294.126	79.521.008	6.642.798	372.671.454	13.007.640	337.845.052	25.312.904	
<b>Compra de Energía</b>	<b>37.581.396</b>	<b>32.899.974</b>	<b>17.194.033</b>	<b>6.713.514</b>	<b>12.939.961</b>	<b>6.399.866</b>	<b>12.559.922</b>	<b>-</b>	<b>12.559.922</b>	<b>12.270.240</b>	<b>179.871.271</b>	<b>199.998.409</b>	<b>126.581.132</b>	<b>6.390.297</b>	<b>80.014.648</b>	<b>6.642.798</b>	<b>373.787.754</b>	<b>13.103.811</b>	<b>338.412.914</b>	<b>25.312.904</b>	



## ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-03-2015				31-12-2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	31.272.346	245.504.687	221.406.226	498.183.259	17.186.972	157.069.570	635.121.059	809.377.601
Entre 31 y 60 días	-	10.235.438	429.390.303	439.625.741	-	10.354.996	2.848.853	13.203.849
Entre 61 y 90 días	-	-	318.167	318.167	-	-	376.364	376.364
Entre 91 y 120 días	-	-	318.167	318.167	-	-	376.364	376.364
Entre 121 y 365 días	-	-	1.590.833	1.590.833	-	-	3.010.909	3.010.909
Más de 365 días	-	-	2.532.334	2.532.334	-	-	2.516.362	2.516.362
<b>Total</b>	<b>31.272.346</b>	<b>255.740.125</b>	<b>655.556.030</b>	<b>942.568.501</b>	<b>17.186.972</b>	<b>167.424.566</b>	<b>644.249.911</b>	<b>828.861.449</b>

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-03-2015				31-12-2014			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 180 días	-	-	-	-	-	1.137.018	-	1.137.018
<b>Total</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>1.137.018</b>	<b>-</b>	<b>1.137.018</b>