

**ESTADOS FINANCIEROS  
CONSOLIDADOS INTERMEDIOS**  
correspondientes al periodo terminado  
al 31 de marzo de 2016

**ENERSIS AMÉRICAS S.A. (Ex - Enersis S.A.) y  
FILIALES**

Miles de Pesos Chilenos

---

El presente documento consta de 2 secciones:

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

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 31 de marzo de 2016 (no auditado) y al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	1.224.208.278	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	7	136.671.899	68.262.446
Otros activos no financieros corriente		99.398.316	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	8	1.130.202.164	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	9	173.024.905	3.566.930
Inventarios corrientes	10	78.310.107	95.057.897
Activos por impuestos corrientes	11	28.722.695	47.454.588
<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>2.870.538.364</b>	<b>2.589.625.829</b>
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	5	-	5.323.935.881
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>2.870.538.364</b>	<b>7.913.561.710</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros activos financieros no corrientes	7	523.916.900	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes		81.545.019	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8	337.708.598	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	9	289.616	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	31.123.882	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	1.043.787.476	981.399.272
Plusvalía	14	448.326.245	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	15	4.885.161.203	5.003.566.633
Activos por impuestos diferidos	16	151.042.857	109.325.023
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>7.502.901.796</b>	<b>7.535.592.681</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>		<b>10.373.440.160</b>	<b>15.449.154.391</b>

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 31 de marzo de 2016 (no auditado) y al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros corrientes	17	739.111.767	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	20	1.412.098.797	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	9	96.507.237	109.897.508
Otras provisiones corrientes	21	121.301.576	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	11	126.489.191	142.607.960
Otros pasivos no financieros corrientes		39.570.523	39.226.339
<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>2.535.079.091</b>	<b>2.559.728.698</b>
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	-	1.945.652.102
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>		<b>2.535.079.091</b>	<b>4.505.380.800</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>			
Otros pasivos financieros no corrientes	17	1.923.861.370	1.847.296.592
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	20	252.234.643	283.544.254
Otras provisiones no corrientes	21	201.630.104	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	16	219.584.697	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	22	186.408.012	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes		19.215.219	20.100.992
<b>PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES</b>		<b>2.802.934.045</b>	<b>2.753.965.211</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>		<b>5.338.013.136</b>	<b>7.259.346.011</b>
<b>PATRIMONIO</b>			
Capital emitido	23.1	3.575.339.011	5.804.447.986
Ganancias acumuladas		2.142.244.184	3.380.661.523
Otras reservas	23.5	(2.135.436.484)	(3.158.960.224)
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>		<b>3.582.146.711</b>	<b>6.026.149.285</b>
<b>Participaciones no controladoras</b>	23.6	<b>1.453.280.313</b>	<b>2.163.659.095</b>
<b>PATRIMONIO TOTAL</b>		<b>5.035.427.024</b>	<b>8.189.808.380</b>
<b>TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS</b>		<b>10.373.440.160</b>	<b>15.449.154.391</b>

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015 (No auditado)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida)	Nota	enero - marzo	
		2016 M\$	2015 (Reexpresado) M\$
Ingresos de actividades ordinarias	24	1.214.381.305	1.170.970.098
Otros ingresos, por naturaleza	24	51.156.632	132.689.827
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>		<b>1.265.537.937</b>	<b>1.303.659.925</b>
Materias primas y consumibles utilizados	25	(631.417.565)	(643.597.753)
<b>Margen de Contribución</b>		<b>634.120.372</b>	<b>660.062.172</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	13.519.327	12.780.258
Gastos por beneficios a los empleados	26	(102.593.245)	(117.438.681)
Gasto por depreciación y amortización	27	(76.054.531)	(81.007.406)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	27	(11.951.383)	(9.863.336)
Otros gastos por naturaleza	28	(118.992.104)	(134.679.983)
<b>Resultado de Explotación</b>		<b>338.048.436</b>	<b>329.853.024</b>
Otras ganancias (pérdidas)	29	(2.644.750)	11.457
Ingresos financieros	30	46.837.637	40.541.271
Costos financieros	30	(162.192.045)	(93.774.287)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	686.587	322.874
Diferencias de cambio	30	10.328.916	1.658.808
Resultado por unidades de reajuste	30	(182.690)	441.423
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>		<b>230.882.091</b>	<b>279.054.570</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	31	(58.176.103)	(83.040.843)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>		<b>172.705.988</b>	<b>196.013.727</b>
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1 c)	113.902.237	35.070.433
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>286.608.225</b>	<b>231.084.160</b>
<b>Ganancia (pérdida) atribuible a</b>			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		176.437.108	153.074.435
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	23.6	110.171.117	78.009.725
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>		<b>286.608.225</b>	<b>231.084.160</b>
<b>Ganancia por acción básica</b>			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	2,03	2,54
Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	1,56	0,58
Ganancia (pérdida) por acción básica	\$ / acción	3,59	3,12
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	2,03	2,54
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	1,56	0,58
Ganancias (pérdida) diluida por acción	\$ / acción	3,59	3,12
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	49.092.772,76

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

### Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015 (No auditado)

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS	Nota	enero - marzo	
		2016 M\$	2015 Reexpresado M\$
<b>Ganancia (Pérdida)</b>		<b>286.608.225</b>	<b>231.084.160</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	22.2.b	-	-
<b>Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos</b>			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		(10.737.652)	(355.284.914)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		767.260	(265.463)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(13.822.107)	(655)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		9.587.827	(31.754.744)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		4.793.953	1.917.093
<b>Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo</b>		<b>(9.410.719)</b>	<b>(385.388.683)</b>
<b>Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos</b>		<b>(9.410.719)</b>	<b>(385.388.683)</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		-	-
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo</b>		<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo</b>			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(3.186.377)	8.043.329
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(4)	(1.167)
<b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo</b>		<b>(3.186.381)</b>	<b>8.042.162</b>
<b>Total Otro resultado integral</b>		<b>(12.597.100)</b>	<b>(377.346.521)</b>
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>274.011.125</b>	<b>(146.262.361)</b>
<b>Resultado integral atribuible a</b>			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		181.039.526	(138.573.799)
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		92.971.599	(7.688.562)
<b>TOTAL RESULTADO INTEGRAL</b>		<b>274.011.125</b>	<b>(146.262.361)</b>



**ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES**
**Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo**

Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015 (No auditado)

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - marzo	
		2016 M\$	2015 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		2.091.704.499	1.970.948.471
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		9.570.906	10.091.984
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		4.662.158	6.411.352
Otros cobros por actividades de operación		89.359.245	212.499.640
<b>Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación</b>			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.055.505.959)	(1.097.893.027)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(131.773.405)	(151.821.721)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(8.522.513)	(14.486.203)
Otros pagos por actividades de operación		(447.643.580)	(364.378.260)
<b>Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)</b>			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(103.139.320)	(108.756.459)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(61.288.141)	(73.704.081)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación</b>		<b>387.423.890</b>	<b>388.911.696</b>
<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	6.d	-	24.970.298
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		3.018.491	57.375.635
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(61.706.209)	(189.816.702)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(1.785.000)
Préstamos a entidades relacionadas		-	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		15.230.409	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(178.137.791)	(295.649.828)
Compras de activos intangibles		(55.792.032)	(72.333.246)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		-	-
Compras de otros activos a largo plazo		-	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(3.412.217)	(171.417)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		6.351.960	5.765.194
Cobros a entidades relacionadas		-	-
Dividendos recibidos		-	-
Intereses recibidos		19.053.522	16.185.913
Otras entradas (salidas) de efectivo		23.811.737	1.365.418
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión</b>		<b>(231.582.130)</b>	<b>(454.093.735)</b>
<b>Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>			
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(1.804.507)	-
<b>Total importes procedentes de préstamos</b>		<b>316.418.181</b>	<b>7.552.723</b>
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		265.392.508	4.241.145
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		51.025.673	3.311.578
Préstamos de entidades relacionadas		12.541.039	-
Pagos de préstamos		(187.614.527)	(113.388.718)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(4.982.034)	(4.868.863)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		-	-
Dividendos pagados		(105.460.099)	(124.854.974)
Intereses pagados		(66.346.207)	(73.853.637)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(216.343.954)	(3.074.925)
<b>Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación</b>		<b>(253.592.108)</b>	<b>(312.488.394)</b>
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios</b>		<b>(97.750.348)</b>	<b>(377.670.433)</b>
<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		(7.466.563)	(16.622.968)
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>		<b>(105.216.911)</b>	<b>(394.293.401)</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6.c	1.329.425.189	1.704.775.193
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	6.c	<b>1.224.208.278</b>	<b>1.310.481.792</b>

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX – ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

### NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX – ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES .....	11
1. ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO.....	11
2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS INTERMEDIOS .....	12
2.1 Principios contables.....	12
2.2 Nuevos pronunciamientos contables.....	12
2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas .....	15
2.4 Entidades filiales.....	16
2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación .....	16
2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50% .....	16
2.5 Entidades asociadas.....	16
2.6 Acuerdos conjuntos .....	17
2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.....	17
3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS .....	19
a) Propiedades, planta y equipo.....	19
b) Plusvalía .....	21
c) Activos intangibles distintos de la plusvalía .....	21
c.1) Concesiones.....	21
c.2) Gastos de investigación y desarrollo .....	22
c.3) Otros activos intangibles.....	23
d) Deterioro del valor de los activos no financieros.....	23
e) Arrendamientos.....	24
f) Instrumentos financieros.....	25
f.1) Activos financieros no derivados .....	25
f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes .....	26
f.3) Deterioro de valor de los activos financieros .....	26
f.4) Pasivos financieros excepto derivados.....	26
f.5) Derivados y operaciones de cobertura .....	26
f.6) Baja de activos y pasivos financieros .....	27
f.7) Compensación de activos y pasivos financieros.....	28
f.8) Contratos de garantías financieras.....	28
g) Medición del valor razonable .....	28
h) Inversiones contabilizadas por el método de participación .....	29
i) Inventarios .....	29
j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas .....	29
k) Acciones propias en cartera.....	30
l) Provisiones .....	31
l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares .....	31
m) Conversión de saldos en moneda extranjera.....	31
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes .....	32
o) Impuesto a las ganancias .....	32
p) Reconocimiento de ingresos y gastos .....	33
q) Ganancia (pérdida) por acción.....	34
r) Dividendos .....	34
s) Gastos de emisión y colocación de acciones.....	34
t) Estado de flujos de efectivo .....	35
4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.....	36
a) Marco regulatorio:.....	36



b) Revisiones tarifarias:.....	44
5.  ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS.....	48
6.  EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.....	51
7.  OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.....	52
8.  CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.....	52
9.  SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.....	54
9.1  Saldos y transacciones con entidades relacionadas.....	54
a)  Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.....	54
b)  Cuentas por pagar a entidades relacionadas.....	55
c)  Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: .....	56
9.2  Directorio y personal clave de la gerencia .....	57
9.3  Retribución del personal clave de la gerencia.....	59
a)  Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia .....	59
b)  Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. ....	59
9.4  Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción.....	59
10. INVENTARIOS.....	60
11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.....	60
12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.....	61
12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación.....	61
13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.....	63
14. PLUSVALÍA.....	65
15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.....	67
16. IMPUESTOS DIFERIDOS.....	72
17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.....	74
17.1 Préstamos que devengan intereses.....	74
17.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas .....	76
17.3 Obligaciones con el Público Garantizadas.....	76
17.4 Deuda de cobertura.....	79
17.5 Otros aspectos.....	79
18. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.....	79
18.1 Riesgo de tasa de interés.....	79
18.2 Riesgo de tipo de cambio.....	80
18.3 Riesgo de “commodities” .....	80
18.4 Riesgo de liquidez.....	80
18.5 Riesgo de crédito.....	81
18.6 Medición del riesgo.....	82
19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.....	83
18.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría.....	83
18.2 Instrumentos derivados.....	84
18.3 Jerarquías del valor razonable.....	87
20. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES.....	88
21. PROVISIONES.....	89
22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.....	91
22.1 Aspectos generales: .....	91
22.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: .....	91
23. PATRIMONIO.....	96
23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.....	96
23.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.....	97
23.3 Gestión del capital.....	97
23.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.....	97

23.5	Otras Reservas.....	98
23.6	Participaciones no controladoras.....	99
24.	INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.....	101
25.	MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.....	102
26.	GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.....	102
27.	GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.....	102
28.	OTROS GASTOS POR NATURALEZA.....	103
29.	OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).....	103
30.	RESULTADO FINANCIERO.....	104
31.	IMPUESTO A LAS GANANCIAS.....	105
32.	INFORMACIÓN POR SEGMENTO.....	106
32.1	Criterios de segmentación.....	106
32.2	Generación y Transmisión, Distribución y otros.....	107
32.3	Países.....	110
32.4	Generación y Distribución por países.....	113
33.	GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS.....	119
33.1	Garantías directas.....	119
33.2	Garantías Indirectas.....	119
33.3	Litigios y arbitrajes.....	120
33.4	Restricciones financieras.....	139
33.5	Otras informaciones.....	144
34.	DOTACIÓN.....	154
35.	SANCIONES.....	154
36.	MEDIO AMBIENTE.....	168
37.	INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.....	170
38.	HECHOS POSTERIORES.....	172
	ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS.....	173
	ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN.....	174
	ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS.....	175
	ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA.....	176
	ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA.....	181
	ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012.....	183
	ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES.....	186
	ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE.....	190
	ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES.....	191

## ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX – ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES

### ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE MARZO DE 2016. (En miles de pesos)

---

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

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

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

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

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente, el 1 de agosto de 1988, mediante modificación de los estatutos, la compañía pasó a llamarse Enersis S.A. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enersis Américas S.A., data del 1 de marzo de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que está llevando a cabo el Grupo (ver Notas 5.1). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 10.020 trabajadores al 31 de marzo de 2016. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el primer trimestre de 2016 fue de 10.293 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 34.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enersis Américas correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2016, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 29 de abril de 2016, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

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

### 2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados intermedios de Enersis Américas al 31 de marzo de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 6 de mayo de 2016, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

El estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y los estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo terminado al 31 de marzo de 2015, fueron originalmente preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las NIIF, más instrucciones específicas dictadas por la SVS. Estas instrucciones se relacionan directamente con el Oficio Circular N° 856, emitido por la SVS el 17 de octubre de 2014, y que instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como resultado directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780.

En la re-adopción de las NIIF al 1 de enero de 2016, el Grupo ha aplicado estas normas como si nunca hubiera dejado de aplicarlas, de acuerdo a la opción establecida en el párrafo 4A de la NIIF 1 "Adopción por primera vez de las Normas Internacionales de Información Financiera". Esta re-adopción de las NIIF no implicó realizar ajustes al estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015 y estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de marzo de 2015, originalmente emitidos.

Los presentes estados financieros consolidados intermedios reflejan fielmente la situación financiera de Enersis Américas y sus filiales al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los periodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015.

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

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

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

### 2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Enmienda a NIIF 11: Adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas</p> <p><i>Esta enmienda a NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
<p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)</p> <p><i>Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5 “Activos no Corrientes Disponibles para la Venta y Operaciones Discontinuas”, NIIF 7 “Instrumentos Financieros: Información a Revelar”, NIC 19 “Beneficios a los Empleados” y NIC 34 “Información Financiera Intermedia”.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización</p> <p><i>La enmienda a NIC 16 “Propiedades, Planta y Equipo” prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38 “Activos Intangibles”, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos</p> <p><i>La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados” y la NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados</p> <p><i>Esta modificación a la NIC 27 “Estados Financieros Separados” permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar</p> <p><i>El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 “Presentación de Estados Financieros”, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación</p> <p><i>Estas modificaciones de alcance restringido a la NIIF 10 “Estados Financieros Consolidados”, NIIF 12 “Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades” y NIC 28 “Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos” aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.</i></p>	<p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016</p>
<p>Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2016, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados intermedios de Enersis Américas y filiales.</p>	

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

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

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

## NIIF 16: Arrendamientos

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

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

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

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

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

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.1.1 y 22).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g y 19).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados

con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados intermedios. (ver Nota 3.o).

- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

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

## 2.4 Entidades filiales

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

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

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

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

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

### 2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación

Con fecha 1 de marzo de 2016, en el marco del proceso de reorganización societaria y como consecuencia de la operación de división descrita en la Nota 5.1, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación y distribución dentro de Chile. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados al 31 de marzo de 2016 se detallan en la nota 5.1.

Con fecha 9 de enero de 2015, Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.), filial de Enersis Américas, 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.

La salida de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. del perímetro de consolidación de Enersis Américas 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.

### 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”) en Colombia, estas compañías tienen la consideración de “sociedades filiales” ya que Enersis Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. El Grupo mantiene un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

## 2.5 Entidades asociadas

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



La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre ésta. En la evaluación de la existencia de influencia significativa se consideran los derechos de voto potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enersis Américas o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

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

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

## 2.6 Acuerdos conjuntos

Se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las que el Grupo ejerce control mediante un acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos, es decir, cuando las decisiones sobre sus actividades relevantes requieren el consentimiento unánime de las partes que comparten el control.

Dependiendo de los derechos y obligaciones de las partes, los acuerdos conjuntos se clasifican en:

- **Negocio conjunto:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.i.
- **Operación conjunta:** acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

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

Enersis Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

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

## 2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

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

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

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

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

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
  - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
  - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
  - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
  - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 23.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

### 3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

#### a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 15.b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.b.2)
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 21).

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	5 – 85
Planta y equipos	1 – 90
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 25
Instalaciones fijas y accesorios	3 – 75
Vehículos de motor	5 – 20
Otros	1 – 20

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
<b>Instalaciones de generación:</b>	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 90
Equipo electromecánico	10 – 80
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	1 – 50
Líneas de transporte	21 – 39
<b>Instalaciones distribución:</b>	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 28
Subestaciones primarias	15 – 40

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	72 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	7 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	71 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	71 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	12 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación)	Brasil	2001	30 años	16 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	4 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	6 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo de concesión. Al final de cada periodo de concesión, ésta puede ser renovada a discreción de la autoridad otorgante, de lo contrario todos los activos o instalaciones serán devueltos al Grupo, una vez reembolsadas las inversiones realizadas pendientes de amortizar.

Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

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

El 19 de abril de 2011, la filial CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado). Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil.

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

## b) Plusvalía

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

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

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

## c) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de marzo de 2016 y 2015, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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

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

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

### c.1) Concesiones

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

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

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma como:

- un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o

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

El reconocimiento inicial de los activos intangibles se realiza al costo, entendiendo por éste el valor razonable de la contraprestación entregada, más otros costos que sean directamente atribuibles a la operación. Posteriormente, los intangibles se amortizan dentro del periodo de duración de la concesión.

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

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los periodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015 no se activaron gastos financieros.

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

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

(\*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponible para la venta (ver Notas 3.f.1 y Nota 7).

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

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

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

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

### c.3) Otros activos intangibles

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

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

### d) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

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 cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de 2015 y 2014, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

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

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales aplicadas en 2015, fueron las siguientes:

País	Moneda	Diciembre 2015	
		Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,1%	12,7%
Argentina	Peso argentino	32,7%	39,4%
Brasil	Real	11,1%	21,1%
Perú	Sol	7,3%	13,5%
Colombia	Peso colombiano	8,5%	15,1%

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

Las pérdidas por deterioro reconocidas en 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.

Durante el primer trimestre de 2016, los activos sujetos a análisis de deterioro que se relacionan con operaciones dentro de Chile, han sido dados de baja como consecuencia de la división societaria.

#### e) Arrendamientos

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

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

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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



## f) Instrumentos financieros

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

### f.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.k y 12) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.k), en cuatro categorías:

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

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

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (ver Nota 7).

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

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

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

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

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

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

#### **f.3) Deterioro de valor de los activos financieros**

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

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 8).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 7 y 19).
- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.f.1.

#### **f.4) Pasivos financieros excepto derivados**

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 19, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, “deuda fija”) y deuda a tasa de interés variable (en adelante, “deuda variable”). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

#### **f.5) Derivados y operaciones de cobertura**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, 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 el Grupo retiene de manera sustancial todos los riesgos y beneficios, que son inherentes a la propiedad de un activo financiero cedido, se registran como un pasivo de la contraprestación recibida. Los gastos de la transacción se registran en resultados siguiendo el método de la tasa de interés efectiva (ver 3.f.1.).

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

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

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

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

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

#### **f.8) Contratos de garantías financieras**

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

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

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

#### **g) Medición del valor razonable**

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

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

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

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

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

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

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

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

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.
- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o “Debt Valuation Adjustment (DVA)” y el riesgo de contraparte o “Credit Valuation Adjustment (CVA)”. La medición del “Credit Valuation Adjustment (CVA)” / “Debt Valuation Adjustment (DVA)” se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.
- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

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

#### **h) Inversiones contabilizadas por el método de participación**

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

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

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

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

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

#### **i) Inventarios**

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

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

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

- mantenidos para la venta si su valor en libros se recuperará fundamentalmente a través de una transacción de venta en lugar de por su uso continuado; o

- mantenidos para distribuir a los propietarios cuando la entidad se compromete a distribuir los activos (o grupo de activos para su disposición) a los propietarios.

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

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

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

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

Los activos que dejen de estar clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios, o dejen de formar parte de un grupo de activos para su disposición, son valorados al menor de su valor en libros antes de su clasificación, menos las depreciaciones, amortizaciones o revalorizaciones que se hubieran reconocido si no se hubieran clasificado como tales, y el valor recuperable en la fecha en que se reclasifican como activos no corrientes.

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

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

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

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

#### **k) Acciones propias en cartera**

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del periodo. Al 31 de marzo de 2016 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante el primer trimestre de 2016 y ejercicio 2015 transacciones con acciones propias.

## **l) Provisiones**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

## **m) Conversión de saldos en moneda extranjera**

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

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

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

#### **n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes**

En el estado de situación financiera consolidado adjunto, los saldos se podrían clasificar en función de sus vencimientos, es decir, como corrientes aquellos con vencimiento igual o inferior a doce meses, excepto por las provisiones por obligaciones post empleo y otras similares, y como no corrientes, los de vencimiento superior a dicho período. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

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

#### **o) Impuesto a las ganancias**

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

Los activos por impuestos diferidos se reconocen por causa de todas las diferencias temporarias deducibles, pérdidas y créditos tributarios no utilizados, en la medida en que resulte probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos tributarios, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a la diferencia 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 correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

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

#### **p) Reconocimiento de ingresos y gastos**

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

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

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

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

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

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

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

En contratos en los que el Grupo realizará múltiples actividades generadoras de ingresos (contratos de elementos múltiples), los criterios de reconocimiento será de aplicación a cada componente separado identificable de la transacción, con el fin de reflejar la sustancia de la transacción, o de dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas de tal manera que el efecto comercial no puede ser entendido sin referencia al conjunto completo de transacciones. El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

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

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

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

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

#### q) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

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

#### r) Dividendos

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

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

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

#### s) Gastos de emisión y colocación de acciones

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

#### t) Estado de flujos de efectivo

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

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

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

##### a) Marco regulatorio:

##### Argentina

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

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

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

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

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

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

En mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Central Costanera, Hidroeléctrica El Chocón, y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y define, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinarán en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se 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 Central Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015) y de las Unidades Turbovapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement – LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los

costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron 41% para plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21\$Arg/MWh para los ciclos combinados y 24\$Ar/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

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

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

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016 se sanciona la Resolución SEE N°21/16, la cual convoca a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos Verano 2016/17; Invierno 2017 y Verano 2017/18. Bajo la misma no podrán ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estén interconectadas al SADI; o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución. El contrato será por entre 5 a 10 años con CAMMESA en representación de los agentes del MEM, con una remuneración por la potencia en US\$/MW-mes, y por la energía eléctrica generada en US\$/MWh con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y/o el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento. La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW.

El orden de mérito de las ofertas será función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes. La SEE instruye a CAMMESA a los términos para la formulación de las ofertas.

## 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 de 2014, 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 (racionalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

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

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Ampla y Abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA) Objetivan mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario por la vía de permitir ganancias tarifarias debido a los costos de la Parcela A.

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

En Diciembre de 2014 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaron una adición al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA's y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación través de las tarifas. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permiten la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

En 2014, Brasil siguió con sequía. En noviembre el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses atingirán un 1% debajo de lo último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno afirma la existencia de no riesgo en el suministro. Para cubrir el sobre costo de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaran un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015 fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014. Fue aprobado también un alargamiento del plazo de pago de todos los préstamos, que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015

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

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

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

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

En resumen, con este mecanismo el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. O sea, los consumidores se den cuenta de un reajuste tarifario menor, puesto que ya están pagando un mayor valor durante el mes.

Sin embargo, sigue en discusión entre ANEEL, Agentes y Sociedad el perfeccionamiento del mecanismo de las banderas, a través de una audiencia pública iniciada el 15 de Diciembre de 2015. El principal cambio es que ANEEL propone subdividir la bandera roja en dos niveles a partir de febrero de 2016.

Con el resultado de la audiencia pública, a partir del 1 de febrero de 2016, la bandera roja se cambió para tener dos niveles: R \$ 3,00 y R \$ 4.50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo y aumentó el valor de R \$ 2,50 a R \$ 1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones). La evolución positiva de la temporada de lluvias de 2016, la cual vuelve a montar el depósito hidroeléctrica, combinado con el aumento de la potencia disponible, reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, activar el cambio de banderas de tarifas en los últimos meses - la certificación de que el sistema de establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica. Así que en marzo/16 la bandera es de color amarillo y abr/ 16 es de color verde.

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

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

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

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

### **Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)**

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

### **Prorrateo por temas judiciales**

A finales de septiembre ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (los asociados de Abrace), ANEEL tuvo que recalcular el prorrateo entre los demás. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

### **CDE 2016**

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

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

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

ANEEL define día 2/2/16 el presupuesto anual de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) para el año 2016. La cantidad fue de R\$ 12.947 millones, un 31,5% en comparación con 2015. El pago de la CDE se mantiene en sus cuotas anuales pagadas por la carga incluidos en los cargos de uso de los sistemas de distribución y transmisión.

Entre los factores que actuaban a la caída del presupuesto son la reducción de los costes de funcionamiento de la Cuenta de Consumo de Combustible (CCC), y los valores de los premios de compensación y sigue siendo a pagar el año anterior.

### ***Prórroga de los Contratos de Concesión de Distribuidoras***

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

La mantención de la concesión para dichas distribuidoras estará condicionada a la prestación de un servicio de calidad, bajo criterios referentes a la eficiencia operacional y a la gestión económica/financiera.

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

### ***Generación Distribuida***

El 24 de Noviembre, ANEEL aprobó vía Audiencia Pública la normativa de Microgeneración y minigeneración distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

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

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

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

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

ANEEL también creó la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas a unirse en un consorcio o una cooperativa, instalan un minigeneración micro o distribuido y utilizan la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o miembros.

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

## **Colombia**



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

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

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

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

## Perú

La Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28.832), la Ley Antimonopolio y Oligopolio del Sector Eléctrico, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, el Reglamento de Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas, la Ley de Creación del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) y su Reglamento, el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad, y el Decreto Legislativo 1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica en el Perú son las normas principales que integran el marco regulatorio para el desarrollo de las actividades eléctricas en Perú.

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

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

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

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

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

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

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

Se espera que la publicación de los reglamentos derivados de este Decreto sea efectuada durante el 2016, para su posterior implementación.

### Energías renovables no convencionales

- *En Brasil*, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- *En Colombia*, en 2001 se expidió la Ley 697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se promulgó la Ley 1715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2469 de 2014 el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Así mismo, la CREG publicó la resolución 24 de 2015 que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la resolución 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW.
- Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015 que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. En 2015 la CREG publicó la Resolución 138 que modifica el esquema de remuneración del cargo por confiabilidad para las plantas menores. La nueva normativa establece que dichas plantas pertenecerán al esquema centralizado del cargo y deberán declarar ENFICC para tener asignaciones de OEF. Si la diferencia entre la generación real y programada de dichas plantas es menor al +/-5%, podrán mantener el esquema de remuneración actual. Mediante la Resolución CREG 177 de 2015 se definió un periodo de transición hasta junio 2016 para la aplicación de esta medida. El Ministerio de Minas y Energía expidió en 2015 el Decreto 1623 que reglamenta las políticas de expansión de cobertura y el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715. En 2016 la UPME expidió la resolución 45 de 2016, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de FNCE y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o IVA.
- *En Perú*, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.
- *En Argentina*, el 21 de octubre de 2015 se publicó en el Boletín Oficial la nueva ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificatoria de la ley vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31/12/2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación de en el año 2025 fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La sancionada

Ley crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras, otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31/12/2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a 113 US\$/MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos. Se encuentra pendiente la reglamentación de la ley.

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

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

Quedan en cabeza del Ministerio / CAMMESA / Comité Ejecutivo, la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del Fondo Fiduciario (FODER), pliego licitaciones.

### Límites a la integración y concentración.

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

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

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

### Mercado de clientes no regulados

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

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

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

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

## b) Revisiones tarifarias:

### Aspectos Generales

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

### Argentina

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

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

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

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

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

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

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

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

Posteriormente, mediante la Nota SE N° 1208, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA el método para calcular las deudas que EDESUR mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del Mecanismo de

Monitoreo de Costos (MMC). Como consecuencia de ello, durante el primer semestre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por \$628,6 millones de pesos argentinos.

Si bien la Resolución SE N° 32/2015 representa un primer paso hacia la mejora de la situación económica de la Sociedad, la misma prevé que las inversiones sigan siendo financiadas con endeudamiento mediante mutuos con CAMMESA, restando resolver mecanismos que permitan el repago de los saldos remanentes a favor del MEM, como así también las actualizaciones de los ingresos que contemplen los aumentos en los costos operativos. Las tarifas, por su parte, permanecen congeladas desde 2008.

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

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

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

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

Reflejando la intención de la nueva administración de volver a los fundamentos de la Ley 24065 y de normalización del sector eléctrico tantas veces reclamado por los representantes de EDESUR S.A., con fecha 29 de enero de 2016 el ENRE emitió las resoluciones N° 01 y 02. La primera de ellas contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 01/2/2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte la segunda establece la finalización del FOCEDA el día 31/01/2012 y establece un nuevo régimen para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347/12 dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el BCRA.

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

## Brasil

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

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

ANEEL culminó en abril de 2014 el proceso de revisión periódica de tarifas de Ampla para el período 2014-2019, con efecto retroactivo al 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N°1858/2015, Coelce tuvo revisión extraordinaria, cuando su tasa se incrementó en 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos (Cuenta de Desarrollo Energético CDE) y los costos de compra de energía.

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2015 (la primera de nuestras empresas distribuidoras en usar la nueva metodología del cuarto ciclo tarifario) para el período 2015-2019, aplicada desde el 22 de abril de 2015 y es provisional porque no se aprobaron las metodologías de revisión tarifaria en el tiempo. El aumento adicional promedio de las tarifas fue de 11,69%, según el aprobado en la Resolución N°1882/2015. En 2016, se calculará la revisión final y las diferencias positivas y negativas derivadas de la aplicación de la nueva metodología se incluirán en el reajuste de 2016.

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

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

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

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

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

## Colombia

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

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

La revisión de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la resolución 043 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el periodo 2015-2019 contenidos en la resolución CREG 079 de 2014.

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. En marzo de 2016, a través de la Resolución 024 de 2016, la CREG propuso a los agentes un nuevo proyecto de metodología de remuneración de la actividad de distribución.

Complementariamente, la Comisión de Regulación emitió la resolución CREG 095 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada-WACC para las actividades de Distribución y Transmisión Eléctrica, así como para Distribución y Transporte de Gas Natural.

En lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, en enero de 2015, la CREG expidió la Resolución 180 de 2014, en la que se definió la nueva metodología de remuneración de comercialización. La aprobación de un nuevo costo base de comercialización para Codensa se realizó en Diciembre de 2015 mediante resolución CREG 120 y 191 de 2015.

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

## Perú

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

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

### 5.1.- Proceso de reorganización societaria.

#### I. Antecedentes Generales

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

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- La división de Enersis, y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (“Endesa Chile”) y Chilectra S.A. (“Chilectra”) de forma que queden separados, por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y
- La ulterior fusión de las sociedades que sean propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile, las cuales se denominarían Enersis Américas S.A., Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. Enersis Américas S.A. absorberá por fusión a las otras dos sociedades.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. resolvió aprobar la división de la compañía, sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en la aprobación de las divisiones de Endesa Chile y Chilectra por parte de sus respectivas Juntas Extraordinarias de Accionistas, además de las correspondientes tramitaciones legales de sus actas y otros asuntos relacionados. Adicionalmente, se aprobó que la división tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la división.

Producto de la división de Enersis surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Enersis Chile S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a Enersis en Chile, incluyendo las participaciones accionarias en las sociedades resultantes de las divisiones de Chilectra y Endesa Chile.

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

#### II. Aspectos Contables

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

##### i. Activos y pasivos

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



A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 29 de febrero de 2016, fecha en que se materializó la división de Enersis Américas, y al 31 de diciembre de 2015:

	29-02-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS</b>		
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		
Efectivo y equivalentes al efectivo	161.018.932	144.261.845
Otros activos financieros corrientes	568.475	16.313.194
Otros activos no financieros corriente	5.815.999	3.984.943
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	583.273.636	596.364.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	32.782.254	23.611.569
Inventarios	42.865.038	42.616.615
Activos por impuestos corrientes	27.567.612	20.306.212
<b>Total de activos corrientes</b>	<b>853.891.946</b>	<b>847.458.846</b>
<b>ACTIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>853.891.946</b>	<b>847.458.846</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros activos financieros no corrientes	25.145.235	21.750.452
Otros activos no financieros no corrientes	5.631.227	4.769.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	14.550.780	14.392.223
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	32.780.878	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42.372.945	42.879.326
Plusvalía	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	3.444.874.361	3.429.167.797
Propiedad de inversión	8.152.496	8.150.987
Activos por impuestos diferidos	21.513.079	22.392.339
<b>TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>4.482.278.656</b>	<b>4.476.477.035</b>
<b>TOTAL DE ACTIVOS</b>	<b>5.336.170.602</b>	<b>5.323.935.881</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros corrientes	27.396.476	27.921.725
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	512.636.625	554.915.972
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	59.888.535	55.238.930
Otras provisiones corrientes	9.265.833	16.329.195
Pasivos por impuestos corrientes	20.652.997	15.119.789
Otros pasivos no financieros corrientes	9.168.651	6.120.658
<b>Total de pasivos corrientes</b>	<b>639.009.117</b>	<b>675.646.269</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES TOTALES</b>	<b>639.009.117</b>	<b>675.646.269</b>
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>		
Otros pasivos financieros no corrientes	905.387.924	917.197.790
Otras cuentas por pagar no corrientes	4.883.177	6.034.216
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	251.527	97.186
Otras provisiones no corrientes	56.116.139	56.116.140
Pasivo por impuestos diferidos	238.227.605	235.101.356
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	55.697.489	55.023.456
Otros pasivos no financieros no corrientes	435.673	435.689
<b>TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>1.260.999.534</b>	<b>1.270.005.833</b>
<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>1.900.008.651</b>	<b>1.945.652.102</b>

ii. Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

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

Reservas generadas por	29-02-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Diferencias de cambio por conversión	11.287.881	12.423.692
Coberturas de flujo de caja	(113.897.947)	(121.503.052)
Remediación de activos disponibles para la venta	14.840	14.835
Otras reservas	(553.647)	7.736.853
<b>Total</b>	<b>(103.148.873)</b>	<b>(101.327.672)</b>

iii. Ingresos y gastos

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

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidados incluidos en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre del primer trimestre de 2015, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dicho periodo por las operaciones ahora discontinuadas al rubro “Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas”.

A continuación se presenta el desglose por naturaleza del rubro “Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas” al 29 de febrero de 2016 y 31 de marzo de 2015:

Estado de Resultados	29-02-2016	31-03-2015
	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	403.672.688	569.242.803
Otros ingresos, por naturaleza	2.574.747	3.128.515
<b>Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza</b>	<b>406.247.435</b>	<b>572.371.318</b>
Materias primas y consumibles utilizados	(236.672.083)	(411.144.160)
<b>Margen de Contribución</b>	<b>169.575.352</b>	<b>161.227.158</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.316.724	3.121.483
Gastos por beneficios a los empleados	(16.099.065)	(34.705.987)
Gasto por depreciación y amortización	58.469	(36.351.708)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(968.888)	(1.139.021)
Otros gastos por naturaleza	(17.831.841)	(25.838.535)
<b>Resultado de Explotación</b>	<b>138.050.751</b>	<b>66.313.390</b>
Otras ganancias (pérdidas)	-	4.160.132
Ingresos financieros	2.771.797	2.583.571
Costos financieros	(9.420.423)	(17.232.855)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.293.725	1.174.572
Diferencias de cambio	(21.263)	(9.296.103)
Resultado por unidades de reajuste	267.856	(571.093)
<b>Ganancia (pérdida) antes de impuestos</b>	<b>132.942.443</b>	<b>47.131.614</b>
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(19.040.206)	(12.061.181)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>113.902.237</b>	<b>35.070.433</b>

Con la clasificación de las actividades de generación y distribución de energía en Chile como operaciones discontinuadas, estas líneas de negocio no se desglosan en la Nota 32 “Información por segmento”.

iv. Flujos de efectivo

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

Estado de flujo de efectivo neto resumido	29-02-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	151.998.467	576.531.527
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(46.141.505)	(296.741.342)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(88.197.076)	(273.442.450)
<b>Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio</b>	<b>17.659.886</b>	<b>6.347.735</b>
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(902.799)	4.898.482
<b>Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>	<b>16.757.087</b>	<b>11.246.217</b>
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	144.261.845	133.015.628
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo</b>	<b>161.018.932</b>	<b>144.261.845</b>

## 6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo en caja	8.345.307	7.718.308
Saldos en bancos	168.188.238	194.453.214
Depósitos a corto plazo	747.137.277	573.985.007
Otros instrumentos de renta fija	300.537.456	409.006.815
<b>Total</b>	<b>1.224.208.278</b>	<b>1.185.163.344</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. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

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

Moneda	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
\$ Chilenos	764.242.679	835.468.993
\$ Argentinos	53.052.033	44.883.600
\$ Colombianos	190.817.229	156.731.922
Real Brasileño	149.292.015	91.204.686
Nuevo Sol Peruano	29.078.637	34.749.661
US\$ Estadounidenses	37.725.685	22.124.482
<b>Total</b>	<b>1.224.208.278</b>	<b>1.185.163.344</b>

- c) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalente al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015:

	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.224.208.278	1.185.163.344
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	144.261.845
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	<b>1.224.208.278</b>	<b>1.329.425.189</b>

(\*) Ver nota 5.1.II.iv).

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

Pérdida de control en subsidiarias	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Importe recibido por la venta de subsidiarias	-	25.000.000
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades vendidas	-	(18.360.347)
<b>Total neto</b>	<b>-</b>	<b>6.639.653</b>

## 7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

Otros activos financieros	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (*)	-	-	1.411.751	616.296
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	521.927.782	487.893.679
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	115.877.155	27.195.496	40.524	39.673
Instrumentos derivados de cobertura (*)	2.550.012	1.172.125	536.843	978.556
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	18.115.650	35.467.539	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	129.082	4.427.286	-	-
<b>Total</b>	<b>136.671.899</b>	<b>68.262.446</b>	<b>523.916.900</b>	<b>489.528.204</b>

(\*) ver nota 19.1.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.f.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 a partir de entonces a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver notas 3.f).

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

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

Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Saldo al			
	31-03-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto</b>	<b>1.263.122.374</b>	<b>337.708.599</b>	<b>1.389.215.812</b>	<b>398.695.864</b>
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.016.695.340	219.698.121	1.054.529.912	257.022.423
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	246.427.034	118.010.478	334.685.900	141.673.441

Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Saldo al			
	31-03-2016		31-12-2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto</b>	<b>1.130.202.164</b>	<b>337.708.598</b>	<b>1.088.131.567</b>	<b>398.695.864</b>
Cuentas comerciales por cobrar, neto	885.165.006	219.698.121	754.571.268	257.022.423
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	245.037.158	118.010.477	333.560.299	141.673.441

(1) Incluye principalmente al 31 de marzo de 2016, cuentas por cobrar al personal por M\$ 14.599.013 (M\$ 14.081.204 al 31 diciembre de 2015); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 0 (M\$ 28.174.339 al 31 de diciembre de 2015) (ver nota 4.2), Impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 81.237.193 (M\$ 80.412.497 al 31 de diciembre de 2015); Cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por M\$ 63.594.892 (M\$ 150.798.761 al 31 de diciembre de 2015), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño.

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 2016 y 2015.

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

b) Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	Saldo al	
	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Con antigüedad menor de tres meses	152.121.533	117.895.535
Con antigüedad entre tres y seis meses	39.283.713	25.783.187
Con antigüedad entre seis y doce meses	39.362.843	28.220.570
Con antigüedad mayor a doce meses	12.850.824	7.034.592
<b>Total</b>	<b>243.618.913</b>	<b>178.933.884</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 2015</b>	<b>162.340.986</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	46.890.017
Montos castigados	23.480.578
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.623.000)
Otros movimientos	147.873.154
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(35.877.490)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>301.084.245</b>
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	11.951.383
Montos castigados	(31.549.258)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	1.341.590
Otros movimientos	(149.907.749)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2016</b>	<b>132.920.211</b>

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

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enersis Américas, ascendió a M\$ 8.411.786 durante el período terminado el 31 de marzo de 2015.

### Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.f.3 y 18.5).

d) Información adicional:

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

## 9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

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

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

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

### 9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al			
							Corrientes		No corrientes	
							31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	21.079	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Más de 90 días	12.748	13.077	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Más de 90 días	19.984	28.628	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Más de 90 días	5.624	5.833	-	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	7.569	30.373	-	-
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	68.831	114.758	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	34.986	42.003	289.616	355.485
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	12.640	3.276	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	874.861	931.267	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Venta de Energía	Menos de 90 días	1.035.345	553.472	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	91.266	216.682	-	-
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Dividendos	Menos de 90 días	252.432	-	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	36.067	-	-
Extranjera	Enel Ingeniería e Ricerca	Italia	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	3.046	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	148.837	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.041.669	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	402.959	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Préstamos	Menos de 90 días	168.192.744	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	15.101	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	5.488	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	77.547	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	105.339	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	65.089	-	-	-
78.970.360-4	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	549	-	-	-
76.003.204-3	Central Eólico Canela S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	549	-	-	-
76.014.570-K	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	41.687	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	36.139	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	5.401	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	-	99.972	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	6.111	145.858	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	144.067	116.940	-	-
Extranjera	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	1.023	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	356	343	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliiana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	31.924	460	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliiana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	478	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	23.133	460	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	478	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	49.043	538	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	558	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	32.849	469	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	487	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	357	344	-	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	354	341	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	15.268	263	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	285	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	38.401	429	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	459	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Venta de Energía	Menos de 90 días	40.715	429	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Peajes	Menos de 90 días	452	-	-	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	18.793	15.306	-	-
Extranjera	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	15.638	978.185	-	-
Extranjera	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	22.203	21.454	-	-
Extranjera	Enel Soluções Energéticas	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	56	54	-	-
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	650	626	-	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	608	585	-	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	650	624	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	-	207.814	-	-
<b>Total</b>							<b>173.024.905</b>	<b>3.566.930</b>	<b>289.616</b>	<b>355.485</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	
							31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015
							M\$	M\$		
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	49.829	59.416	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	34.377.438	58.897.984	-	-
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	59.038	40.920	-	-
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	117.644	161.015	-	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	62.360	28.617	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH\$	Dividendos	Menos de 90 días	17.270.672	29.658.243	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	450.575	302.025	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	402.911	414.397	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	397.597	384.082	-	-
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	\$ Arg	Otros servicios	Menos de 90 días	153.077	173.687	-	-
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	187.191	194.151	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	144.756	-	-	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	233.806	184.373	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.458.762	1.513.001	-	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	172.640	192.920	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Compra de Energía	Menos de 90 días	1.274.225	1.121.851	-	-
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	3.411	-	-	-
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	333.439	74.089	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	232.654	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	18.905	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	2.012.202	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	524.150	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	US\$	Otros servicios	Menos de 90 días	617.606	-	-	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	68.679	-	-	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	138.191	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	1.677.662	-	-	-
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	355.876	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	12.617.933	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	CH\$	Otros servicios	Menos de 90 días	352.260	-	-	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	32.918	-	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	19.216	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	14.179.089	12.027.207	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	682.608	-	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	2.904.835	2.841.305	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	1.235.829	9.039	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	113.332	59.242	-	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	101.172	152.859	-	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	73.262	110.781	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	162.980	234.876	-	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	109.310	157.329	-	-
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	275.079	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	44.207	72.411	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	110.840	183.859	-	-
Extranjera	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	19.813	-	-	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Real	Compra de Energía	Menos de 90 días	117.993	195.699	-	-
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Euros	Otros servicios	Menos de 90 días	164.596	82.220	-	-
Extranjera	Enel Green Power Desenvolvimento Ltda.	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	296.297	286.224	-	-
Extranjera	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz Común	Real	Otros servicios	Menos de 90 días	-	19.140	-	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	\$ Col	Otros servicios	Menos de 90 días	98.772	64.546	-	-
<b>Total</b>							<b>96.507.237</b>	<b>109.897.508</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	Pais de origen	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	31-03-2016 Totales M\$	31-03-2015 Totales M\$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	4.984	11.029
Extranjera	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(17.497)	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Consumo de Combustible	(11.478.600)	(6.049.638)
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(12.918)	-
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	-	905.380
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	(13.704.410)	(38.927.082)
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Transporte de Gas	(8.923.783)	(15.263.274)
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros Ingresos financieros	1.103	15.883
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Venta de Energía	444.523	805.798
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes de Electricidad	(150.802)	(256.878)
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada	Otros gastos fijos de explotación	(37.162)	(78.519)
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	Servicios externalizados	(410.549)	(488.176)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(1.484.096)	(1.225.288)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(42.756)	(31.756)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	59.824	31.783
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	131.409	59.565
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(183.959)	(141.232)
Extranjera	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Otros ingresos de explotación	1.233	-
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Peajes de Gas	(885.381)	(914.548)
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada	Consumo de Combustible	174.832	77.627
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	24.311	37.708
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	6.070	8.703
Extranjera	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(452.161)	(235.024)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Venta de Energía	1.782.298	890.715
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Otras prestaciones de servicios	756.483	756.813
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(360.986)	(363.459)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad	(245.968)	(354.485)
Extranjera	Endesa España	España	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	(22.412)	(10.140)
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros ingresos de explotación	48.233	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(125.246)	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común	Derivados de commodities	-	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(817.159)	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Peajes de Electricidad	(40.520)	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Otras prestaciones de servicios	35.765	-
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	34.820	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(2.809.400)	-
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	139.003	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	(3.141.206)	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros gastos fijos de explotación	-	-
Extranjera	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Otros ingresos de explotación	26.242	-
Extranjera	Enel Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(45.688)	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Compras de Energía	(4.382.025)	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	25.545	-
Extranjera	Quatira Energia S.A.	Brasil	Matriz Común	Compras de Energía	9	-
Extranjera	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.010	-
Extranjera	Enel Green Power SAO Judas Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	709	-
Extranjera	Enel Green Power Primavera Eólica	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.015	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(390.610)	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.357	-
Extranjera	Enel Green Power Emiliana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	94.291	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(290.031)	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.357	-
Extranjera	Enel Green Power Joana Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	68.261	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(425.825)	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.287	-
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	119.083	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólico	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(403.696)	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólico	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.755	-
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólico	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	110.441	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(159.763)	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	843	-
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	44.243	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(514.578)	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	2.294	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	145.242	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(345.682)	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.404	-
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eólica SA	Brasil	Matriz Común	Venta de Energía	96.923	-
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(55.165)	-
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	3.373	-
Extranjera	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(33.045)	-
Extranjera	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.846	-
Extranjera	Enel Green Power Esperança S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.725	-
Extranjera	Enel Green Power Maniçoba S.A.	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	1.846	-
Extranjera	Enel Solucoes Energeticas Ltda	Brasil	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	158	-
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común	Compra de Energía	(782.248)	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	Venta de Materiales	3.519.163	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(5.765)	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	674.285	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	657.003	-
96.806.130-5	E.E. de Colina Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	336	-
96.764.840-k	Luz Andes Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	352	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Ingresos financieros	243.809	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	445.835	-
91.081.000-6	Endesa S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(48.569)	-
96.783.220-0	Pehuenche S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	549	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(23.791)	-
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	37	-
76.003.204-3	Eolica Canela	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	762	-
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros Gastos financieros	(208.680)	-
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	22.698	-
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(595.806)	-
76.788.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	41.687	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros Gastos financieros	(76.353)	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otras Prestaciones de Servicios	23.002	-
76.536.353-5	Enersis Chile S.A.	Chile	Matriz Común	Otros gastos fijos de explotación	(270.171)	-
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada	Otras Prestaciones de Servicios	2.679	-
Extranjera	Yacylec	Argentina	Asociada	Otros Gastos financieros	(17.565)	-
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	Venta de Energía	39.708	6.095
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz Común	Compra de Energía	(101.565)	(36.051)
<b>Total</b>					<b>(44.454.537)</b>	<b>(63.908.472)</b>

(\*) Por el período terminado el 31 de marzo de 2015, los efectos en resultados de las transacciones con partes relacionadas en Chile han sido clasificados como operaciones discontinuadas en el estado de resultados integrales.



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

## 9.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de marzo de 2016 corresponde originalmente al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2015, sin perjuicio que, en sesión de Directorio celebrada el 30 de junio de 2015, fue designado el actual Presidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el periodo. El Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio del 28 de abril de 2015.

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

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

### b) Retribución del Directorio.

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

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

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

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

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

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

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

### Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 60,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 22,00 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión.

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

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

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis Américas al 31 de marzo de 2016 y 2015:

RUT	Nombre	Cargo	31-03-2016			
			Periodo de desempeño M\$	Directorio de Enersis M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - marzo 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace (2)	Vicepresidente	enero - marzo 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera (3)	Director	enero - marzo 2016	12.675	-	4.789
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - marzo 2016	12.675	-	4.789
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - marzo 2016	12.675	-	4.789
Extranjero	Alberto de Paoli (4)	Director	enero - marzo 2016	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo (5)	Director	enero - marzo 2016	-	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>38.025</b>	<b>-</b>	<b>14.367</b>

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	Presidente	enero - marzo 2015	24.640	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - marzo 2015	18.480	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar	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	Director	enero - marzo 2015	-	-	-
<b>TOTAL</b>				<b>92.400</b>	<b>-</b>	<b>12.393</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. Con fecha 30 de junio de 2015 el Sr. Jorge Rosenblut renunció a su cargo y en su reemplazo asumió como Presidente el Sr. Francisco de Borja Acha Besga.

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

(3) La Sra. Carolina Schmidt asumió como Director el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Leonidas Vial, quien prestó sus servicios hasta el día 30 de octubre de 2014. Con fecha 26 de junio la Sra. Carolina Schmidt renunció a su cargo y en su reemplazo asumió el Sr. Herman Chadwick Piñera el 30 de junio de 2015.

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

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

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

### 9.3 Retribución del personal clave de la gerencia

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

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

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

Daniel Fernandez Koprach dejó de prestar sus servicios a contar del 29 de abril de 2016.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$
Remuneración	905.757	376.376
Beneficios a corto plazo para los empleados	140.680	136.350
Otros beneficios a largo plazo	347	314.021
<b>Total</b>	<b>1.046.784</b>	<b>826.747</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.

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

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

## 10. INVENTARIOS.

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

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Mercaderías	738.982	872.084
Suministros para la producción	<b>14.371.082</b>	<b>16.060.887</b>
Gas	-	-
Petróleo	11.742.877	13.602.708
Carbón	2.628.205	2.458.179
Otros inventarios	63.200.044	78.124.926
<b>Total</b>	<b>78.310.107</b>	<b>95.057.897</b>
<b>Detalle de otros inventarios</b>		
<b>(*) Otros inventarios</b>	<b>63.200.044</b>	<b>78.124.926</b>
Repuestos	22.193.630	22.871.137
Materiales eléctricos	41.006.414	55.253.789

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de marzo de 2016 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 93.476.142. (M\$ 152.692.443 al 31 de marzo de 2015, de los cuales M\$ 61.655.464 corresponden a Operaciones Continuas). Ver Nota 25.

Al 31 de marzo de 2016 y 2015, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

## 11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

Activos por impuestos	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Pagos provisionales mensuales	23.195.945	45.274.710
Crédito por utilidades absorbidas	1.615	47.244
Créditos por gastos de capacitación	80.000	80.000
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	3.444.948	-
Otros	2.000.187	2.052.634
<b>Total</b>	<b>28.722.695</b>	<b>47.454.588</b>

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

Pasivos por Impuestos	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Impuesto a la renta	126.489.191	142.607.960
<b>Total</b>	<b>126.489.191</b>	<b>142.607.960</b>

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

### 12.1 Inversiones contabilizadas por el método de participación

- a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2016 y al 31 de diciembre de 2015:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01/01/2016	Adiciones	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos declarados	Diferencia de conversión	Otro resultado Integral	Otros incrementos (decrementos)	Saldo al 31/03/2016	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31/03/2016
						M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Extranjera	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%	243.409	-	(44.908)	-	(36.905)	-	-	161.596	-	161.596
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%	15.027	-	10.807	-	(13.232)	-	-	12.602	-	12.602
Extranjera	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	623.075	-	160.797	-	(109.031)	-	-	674.841	-	674.841
Extranjera	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso argentino	25,60%	573.257	-	149.942	-	(100.419)	-	-	622.780	-	622.780
Extranjera	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	40,90%	11.209	-	-	-	(1.809)	-	-	9.400	-	9.400
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%	29.494.468	-	409.949	-	(261.754)	-	-	29.642.663	-	29.642.663
<b>TOTALES</b>						<b>30.960.445</b>	<b>-</b>	<b>686.587</b>	<b>-</b>	<b>(523.150)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>31.123.882</b>	<b>-</b>	<b>31.123.882</b>

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

- (1) La participación en ganancia (pérdida) correspondiente a las Operaciones Continuas es M\$ 3.332.971 al 31 de diciembre de 2015.  
(2) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios.

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 2016 y 31 de diciembre de 2015 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	31 de marzo de 2016									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
Yacylec S.A.	22,22%	1.115.564	58.714	433.757	13.266	101.573	(303.679)	(202.106)	(166.089)	(368.195)

  

Inversiones con influencia significativa	31 de diciembre de 2015									
	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganacia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
GNL Chile S.A. (*)	33,33%	73.289.529	19.843.392	59.207.958	25.938.077	655.759.390	(654.273.074)	1.486.316	1.045.519	2.531.835
GNL Quintero S.A. (*)	20,00%	154.169.202	679.246.875	22.104.679	725.626.283	130.540.774	(107.869.054)	22.671.720	9.264.617	31.936.337
Electrogas S.A. (*)	42,50%	9.800.478	46.815.192	12.191.561	16.087.931	23.546.048	(10.624.229)	12.921.819	1.275.795	14.197.614
Yacylec S.A.	22,22%	1.810.275	193.569	868.193	40.198	1.377.810	(1.974.559)	(596.749)	(346.568)	(943.317)

(\*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios

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

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total de Activos corrientes	-	502.938	-	5.336.516	16.177.803	14.988.328
Total de Activos no corrientes	-	15.159.321	-	12.148.544	126.321.120	127.123.136
Total de Pasivos corrientes	-	3.290.947	-	466.485	15.943.233	16.616.178
Total de Pasivos no corrientes	-	56.685	-	1.830.272	56.053.014	55.374.521
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	428.440	-	4.884.645	3.347.141	2.789.518
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	1.704.623	1.081.545
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	24.423.684	23.230.972
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	2.852.803	22.344.946	86.666.633
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(748.171)	(2.242.803)	(8.773.063)
Pérdidas por deterioro de valor	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	-	20.009	-	1.678.801	187.374	633.204
Gastos por intereses	-	-	-	-	(798.724)	(3.100.381)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	(8.586)	-	(679.715)	(1.280.390)	(5.237.742)
<b>Ganancia (pérdida)</b>	-	<b>(4.733.482)</b>	-	<b>2.336.297</b>	<b>1.016.673</b>	<b>1.926.420</b>
Otro resultado integral	-	-	-	-	(534.223)	(8.273.502)
<b>Resultado integral</b>	-	<b>(4.733.482)</b>	-	<b>2.336.297</b>	<b>482.450</b>	<b>(6.347.082)</b>

(\*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en negocios conjuntos han sido traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios

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

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

### 13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

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

Activos intangibles	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>Activos Intangibles netos</b>	<b>1.043.787.476</b>	<b>981.399.272</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	28.053.194	27.572.798
Concesiones Neto (1) (*)	968.489.458	905.374.088
Costos de Desarrollo	17.485.748	17.805.648
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.495.847	2.431.516
Programas Informáticos	19.096.778	28.105.416
Otros Activos Intangibles Identificables	8.166.451	109.806

Activos intangibles	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>Activos Intangibles bruto</b>	<b>2.028.624.967</b>	<b>1.943.902.048</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	37.374.818	36.770.284
Concesiones	1.873.215.751	1.788.421.395
Costos de Desarrollo	25.812.203	26.126.552
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.500.874	11.285.432
Programas Informáticos	72.554.870	79.169.384
Otros Activos Intangibles Identificables	8.166.451	2.129.001

Activos intangibles	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor</b>	<b>(984.837.491)</b>	<b>(962.502.776)</b>
<b>Activos Intangibles Identificables</b>	<b>(984.837.491)</b>	<b>(962.502.776)</b>
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.321.624)	(9.197.486)
Concesiones	(904.726.293)	(883.047.307)
Costos de Desarrollo	(8.326.455)	(8.320.904)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.005.027)	(8.853.916)
Programas Informáticos	(53.458.092)	(51.063.968)
Otros Activos Intangibles Identificables	-	(2.019.195)

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

Empresa titular de la concesión	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución)	582.827.263	543.414.668
Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	385.662.195	361.959.420
<b>TOTAL</b>	<b>968.489.458</b>	<b>905.374.088</b>

(\*) Ver nota 3c.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante el período de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, han sido los siguientes:

### Período 2016

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo Inicial al 01/01/2016	17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	173.364	1.076.731	50.387.613	207.583	463.620	320.985	52.629.896
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(417.954)	(328.593)	32.848.944	377	(474.307)	(64.307)	31.564.160
Amortización (1)	(14.116)	(132.977)	(19.019.670)	(100.048)	(10.297)	-	(19.277.108)
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(61.194)</b>	-	-	<b>9.111</b>	<b>1.482.619</b>	<b>(1.430.536)</b>	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(61.194)	-	-	9.111	1.482.619	(1.430.536)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	-	-	<b>(1.798.439)</b>	-	<b>(63.438)</b>	-	<b>(1.861.877)</b>
Disposiciones	-	-	(1.798.439)	-	(63.438)	-	(1.861.877)
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-	-
Otros incrementos (disminuciones)	-	(134.765)	696.922	(52.692)	(10.406.835)	9.230.503	(666.867)
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>(319.900)</b>	<b>480.396</b>	<b>63.115.370</b>	<b>64.331</b>	<b>(9.008.638)</b>	<b>8.056.645</b>	<b>62.388.204</b>
Saldo Final Activos Intangibles al 31/03/2016	17.485.748	28.053.194	968.489.458	2.495.847	19.096.778	8.166.451	1.043.787.476

### Período 2015

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo inicial al 01/01/2015	14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	1.168.212.056
<b>Movimientos en activos intangibles identificables</b>							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	5.588.626	317.865	230.687.290	1.208.396	19.091.097	-	256.893.274
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(540.471)	(2.335.864)	(236.814.024)	(303.835)	(3.107.703)	15.908	(243.085.989)
Amortización (1)	(36.351)	(1.152.144)	(74.777.866)	(780.678)	(9.285.111)	(20.145)	(86.052.295)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	-	-	-	-
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(1.090.419)</b>	<b>556.721</b>	<b>(62.920.004)</b>	<b>101.292</b>	<b>(264.122)</b>	<b>(201.424)</b>	<b>(63.817.956)</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	38.538	556.721	-	101.292	(139.831)	(556.720)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(1.128.957)	-	(62.920.004)	-	(124.291)	355.296	(63.817.956)
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(949.049)</b>	<b>(80.001)</b>	<b>(6.787.470)</b>	-	<b>(53.972)</b>	-	<b>(7.870.492)</b>
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	(7.870.492)
<b>Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)</b>	-	<b>(14.575.471)</b>	-	-	<b>(27.824.094)</b>	<b>(479.761)</b>	<b>(42.879.326)</b>
<b>Total movimientos en activos intangibles identificables</b>	<b>2.972.336</b>	<b>(17.268.894)</b>	<b>(150.612.074)</b>	<b>225.175</b>	<b>(21.443.905)</b>	<b>(685.422)</b>	<b>(186.812.784)</b>
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2015	17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	981.399.272

- (1) Ver Nota 27.  
(2) Ver Nota 5.1.a).

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

Las adiciones de activos intangibles por el período terminado el 31 de diciembre de 2015 relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 246.286.301. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionada con las Operaciones Continuadas ascendió a M\$ 74.944.152, por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, respectivamente. (Ver Nota 5.1).

Durante los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 3.356.717 y M\$ 895.949, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuadas.

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

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



## 14. PLUSVALÍA.

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

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2015 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$ (2)	Saldo Final 31/12/2015 M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31/03/2016 M\$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	194.647.043	(42.267.975)	-	152.379.068	5.361.873	157.740.941
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	(2.240.478)	-	-	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.045.731	(1.357.767)	-	9.687.964	(8.038)	9.679.926
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	7.622.438	(1.799.525)	-	5.822.913	(939.596)	4.883.317
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (3)(*)	Generación Chile - Sing	4.656.105	-	(4.656.105)	-	-	-
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	46.881.632	1.249.194	-	48.130.826	(1.725.417)	46.405.409
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	71.372.291	(15.498.627)	-	55.873.664	1.966.068	57.839.732
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	88.241.039	2.351.245	-	90.592.284	(3.247.597)	87.344.687
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	4.886.065	(600.606)	-	4.285.459	(3.555)	4.281.904
Chilectra S.A. (*)	Chilectra S.A.	128.374.362	-	(128.374.362)	-	-	-
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (*)	Generación Chile - Sic	731.782.459	-	(731.782.459)	-	-	-
Inversiones Distrilima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	13.944	372	-	14.316	(512)	13.804
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.	906.166	(196.776)	-	709.390	24.962	734.352
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.	97.979.623	(21.276.460)	-	76.703.163	2.699.010	79.402.173
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*)	Inversiones Gasatacama Holding	20.204.251	-	(20.204.251)	-	-	-
<b>Total</b>		<b>1.410.853.627</b>	<b>(79.396.925)</b>	<b>(887.257.655)</b>	<b>444.199.047</b>	<b>4.127.198</b>	<b>448.326.245</b>

(\*) Operaciones discontinuadas

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 2016 (Ver Nota 3.d).

(1) Ver Nota 2.4.1.

(2) Ver Nota 5.1.

(3) Ver Nota 15.f) ii)

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

### a) Operaciones Continuas:

#### 1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996 Enersis Américas 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 Energía) del estado de Río de Janeiro en Brasil. Enersis Américas 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 Américas 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 Américas 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.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis Américas 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.

#### 4.- 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.

#### 5.- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

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

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

Con fecha 05 de Septiembre del año 1997, nuestra filial 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.

#### **7.- Edegel S.A.A.**

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

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

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial 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.

### **b) Operaciones Discontinuas:**

#### **1.- 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.

#### **2.- 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.

#### **3.- 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.

#### **4.- Chilectra S.A.**

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis Américas 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.

#### **5.- Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.)**

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis Américas 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).

#### **6.- 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 6).

## 15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Neto</b>	<b>4.885.161.203</b>	<b>5.003.566.633</b>
Construcción en Curso	558.274.583	607.250.238
Terrenos	99.773.565	100.503.005
Edificios	69.996.133	71.001.964
Planta y Equipo	3.994.930.831	4.055.483.055
Instalaciones Fijas y Accesorios	73.646.502	75.919.162
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	88.539.589	93.409.209

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
<b>Propiedades, Planta y Equipo, Bruto</b>	<b>7.978.319.611</b>	<b>8.112.003.524</b>
Construcción en Curso	558.274.583	607.250.238
Terrenos	99.773.564	100.503.005
Edificios	123.588.066	124.231.301
Planta y Equipo	6.907.981.633	6.986.028.809
Instalaciones Fijas y Accesorios	173.221.859	174.119.689
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	115.479.906	119.870.482

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
<b>Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo</b>	<b>(3.093.158.408)</b>	<b>(3.108.436.891)</b>
Edificios	(53.591.932)	(53.229.337)
Planta y Equipo	(2.913.050.802)	(2.930.545.754)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(99.575.357)	(98.200.527)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(26.940.317)	(26.461.273)

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

Movimientos periodo 2016	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Saldo inicial al 1 de enero de 2016</b>	607.250.238	100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	5.003.566.633
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	88.600.360	64.775	-	1.768.587	275.968	-	90.709.690
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(47.779.927)	(944.026)	(2.496.497)	(95.668.248)	190.775	(3.312.596)	(150.010.519)
Depreciación (1)	-	-	(628.335)	(52.340.080)	(2.382.151)	(1.426.857)	(56.777.423)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-	-	-	-	-	-	-
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(91.457.853)</b>	<b>149.813</b>	<b>2.119.177</b>	<b>86.656.007</b>	<b>2.532.856</b>	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(91.457.853)	149.813	2.119.177	86.656.007	2.532.856	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(91.457.853)	149.813	2.119.177	86.656.007	2.532.856	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-	-
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(1.073)</b>	<b>(2)</b>	<b>(176)</b>	<b>(1.121.171)</b>	<b>(34.668)</b>	-	<b>(1.157.090)</b>
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	(1.073)	(2)	(176)	(1.121.171)	(34.668)	-	(1.157.090)
Otros incrementos (disminución)	1.662.838	-	-	152.681	(2.855.440)	(130.167)	(1.170.088)
<b>Total movimientos</b>	<b>(48.975.655)</b>	<b>(729.440)</b>	<b>(1.005.831)</b>	<b>(60.552.224)</b>	<b>(2.272.660)</b>	<b>(4.869.620)</b>	<b>(118.405.430)</b>
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2016</b>	<b>558.274.583</b>	<b>99.773.565</b>	<b>69.996.133</b>	<b>3.994.930.831</b>	<b>73.646.502</b>	<b>88.539.589</b>	<b>4.885.161.203</b>

  

Movimientos año 2015	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<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	1.068.754.499	48.234.359	(702.915)	3.400.169	11.053.860	1.108.095	1.131.848.067
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(156.856.597)	(7.426.335)	(11.054.890)	(391.213.355)	(11.521.067)	2.429.439	(575.642.805)
Depreciación (1)	-	-	(4.818.708)	(364.968.158)	(16.893.517)	(6.749.401)	(393.429.784)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(2.522.445)	-	-	12.655.608	-	-	10.133.163
<b>Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios</b>	<b>(1.412.625.340)</b>	<b>21.088.932</b>	<b>19.204.944</b>	<b>1.367.821.944</b>	<b>35.491.552</b>	<b>278.467</b>	<b>31.260.499</b>
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(1.412.281.354)	11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.412.281.354)	11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(343.986)	10.028.846	4.266.039	(3.354.593)	23.469.514	3.204.679	31.260.499
<b>Disposiciones y retiros de servicio</b>	<b>(3.410.468)</b>	<b>(713.987)</b>	<b>(679)</b>	<b>(1.235.840)</b>	<b>(278.404)</b>	<b>(11.051)</b>	<b>(5.650.429)</b>
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros	(3.410.468)	(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	(5.650.429)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)	(621.206.652)	(66.913.150)	(13.607.492)	(2.668.969.079)	(38.253.976)	(20.217.448)	(3.429.167.797)
<b>Total movimientos</b>	<b>(1.127.867.003)</b>	<b>(5.730.181)</b>	<b>(10.979.740)</b>	<b>(2.042.508.711)</b>	<b>(20.401.552)</b>	<b>(23.161.899)</b>	<b>(3.230.649.086)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>607.250.238</b>	<b>100.503.005</b>	<b>71.001.964</b>	<b>4.055.483.055</b>	<b>75.919.162</b>	<b>93.409.209</b>	<b>5.003.566.633</b>

(1) Ver Nota 27.

(2) Ver Nota 5.1.a)

## 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\$ 90.709.690 al 31 de marzo de 2016 (M\$ 1.131.848.067 al 31 de diciembre 2015). En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Emgesa y Endesa Costanera que implicaron adiciones al 31 de marzo de 2016 por M\$16.511.943 ( Al 31 de diciembre 2015 destacan las inversiones a central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW) por M\$ 287.285.701), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones y redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 69.523.025 al 31 de marzo de 2016 (M\$ 437.227.477 al 31 de diciembre 2015).

Las adiciones a propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 864.703.125. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionada con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 60.890.938 por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2015. (Ver Nota 5.1).

### b) Costos capitalizados

#### b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 6.621.984 y M\$ 18.227.555 (de los cuales M\$ 17.992.931 corresponden a Operaciones Continuadas), respectivamente (Ver Nota 30). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varió en un rango de 9,0 y 10,8% al 31 de marzo de 2016 (9,0% y 10,8% al 31 de diciembre de 2015).

## b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 10.162.610 y M\$ 11.884.309, respectivamente.

## c) Arrendamiento financiero

Al 31 de marzo de 2016 las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 88.539.589 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (M\$ 113.626.656 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 93.409.209 corresponden a Operaciones Continuas).

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

	31-03-2016			31-12-2015		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	34.627.838	3.077.752	31.550.086	23.011.723	3.343.287	19.668.436
Entre un año y cinco años	28.448.463	4.908.776	23.539.688	44.954.548	5.582.380	39.372.168
Más de cinco años	16.712.883	235.486	16.477.397	19.822.444	524.712	19.297.732
<b>Total</b>	<b>79.789.184</b>	<b>8.222.014</b>	<b>71.567.170</b>	<b>87.788.715</b>	<b>9.450.379</b>	<b>78.338.336</b>

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

1. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1.75% al 31 de marzo de 2016. Asimismo, la empresa cuenta con un contrato, suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1.75%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M\$ 31.632.382 al 31 de marzo de 2016 (M\$ 33.533.825 al 31 de diciembre de 2015).

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

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. El importe en libros de estos activos en leasing fue de M\$ 20.217.448 al 31 de diciembre de 2015.

## d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015 incluyen M\$ 4.455.101 y M\$ 3.591.951, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

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

	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Menor a un año	5.236.973	15.050.043
Entre un año y cinco años	14.588.316	21.988.822
Más de cinco años	9.275.985	8.565.963
<b>Total</b>	<b>29.101.274</b>	<b>45.604.828</b>

#### e) Otras informaciones relativas a Operaciones Continuas

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de marzo de 2016 compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por M\$ 325.815.467 (M\$ 462.845.826 al 31 de diciembre de 2015, del cual M\$ 164.998.373 corresponden a Operaciones Continuas).

ii) Al 31 de marzo de 2016, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$8.723.255 (M\$ 13.903.028 al 31 de diciembre de 2015, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuas). (Ver Nota 33.1).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (M\$669.800.000) para el caso de las generadoras y de MM€\$50 (M\$33.490.000) para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (M\$334.900.000). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

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

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis Américas registro una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. Al 31 de marzo de 2016 el monto registrado es por M\$ 41.804.781 (ver nota 3.d).

v) En el mes de noviembre del año 2010, el Grupo firmó el contrato CEQ-21 con el Consorcio Impregilo – Obrascon Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo; al 31 de marzo de 2016 la mayoría de las obras relevantes de dicho contrato se encuentran ejecutadas y en proceso de análisis, revisión y verificación de todos los asuntos inherentes a lo pactado en el contrato, especialmente lo referente a la recepción definitiva de las obras, para posteriormente iniciar el proceso de liquidación final del mismo.

Dentro de la revisión y análisis referidos, y bajo el marco general del contrato, el Grupo se encuentra además verificando el cumplimiento de una serie de hitos contractuales (de obligatorio cumplimiento para el Contratista Consorcio Impregilo-OHL), y cuyo incumplimiento acarrea la aplicación de multas o apremios, sin perjuicio de asuntos futuros adicionales que puedan surgir dentro de la liquidación final del contrato.

Dentro de éstos Hitos en análisis, se encuentra el número 15 pactado en el contrato: “termino de las obras”: Este término fue pactado para el día 15 de octubre de 2015, pero teniendo en cuenta que 31 de marzo del 2016 este hito no ha finalizado, se genera un atraso de 168 días y un posible descuento al contratista tasado en M\$Col \$ 83.849.329 (M\$ 18.731.917).

Por otra parte, el contrato también establece un margen de variación para las cantidades acordadas en el mismo, de tal forma que, si las cantidades finalmente ejecutadas están por debajo del 85% de las estimadas en el contrato, se le deberá pagar al Contratista la Administración y los imprevistos correspondientes a la cantidad faltante para llegar al 85% de lo contratado. De manera recíproca, si las cantidades realmente ejecutadas sobrepasan el 115% de las contratadas, se le descontará la Administración y los imprevistos a las cantidades que sobrepasen este 115%.

En concordancia con lo anterior, el Grupo se encuentra analizando las actividades relacionadas con el contrato, identificando variaciones importantes en cantidades de obra (VICO) que de acuerdo con lo pactado generarían un descuento que se debe aplicar al contratista por valor de M\$ Col 1.057.137 (M\$ 236.164).

Por su parte, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante el Grupo ocho reclamaciones por M\$ Col 147.685.420 (M\$ 32.992.881). Este monto incluye costos financieros y supuestos sobrecostos generados en temas como descapote, cambios en referencias de materiales para los rellenos de presa y dique auxiliar, hallazgos arqueológicos, consecución de personal calificado y variaciones por volatilidad de la tasa de cambio. El Grupo de acuerdo con el análisis técnico y jurídico realizado a cada una de las reclamaciones, considera que estas no proceden por cuanto no se encuentran especificadas en el alcance del contrato, no obtuvieron la autorización requerida por el Grupo (consignada en el contrato) y por estar incluidos (acordados y liquidados) en el addendum 13.

Adicionalmente, el contratista presentó notificaciones de órdenes de cambio (NOC) por valor de M\$ Col 31.858.467 (M\$ 7.117.173). Del análisis preliminar de las mismas, el Grupo registró en los estados financieros un valor de M\$ Col 8.895.412 (M\$ 1.987.233). El monto diferencial, corresponde a costos que no están bajo la responsabilidad del Grupo o se encuentran reconocidas en el addendum 12 por valor de M\$ Col 14.433.687 (M\$ 3.224.482), por cuya razón se rechazan.

#### f) Otras informaciones relativas a Operaciones Discontinuadas

i) 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.

ii) Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. ("CELTA"), cuyos activos y pasivos al 31 de diciembre de 2015 han sido reclasificados como mantenidos para ser distribuidos a los propietarios, registró una pérdida por deterioro por M\$ 12.578.098, con el propósito de ajustar el valor libro de ciertos activos específicos que operan en el SING a su valor recuperable.

Al cierre del ejercicio 2015, se han aprobado una serie de desarrollos regulatorios en el sector energético chileno que, habiéndose evaluado por la compañía, han llevado a la determinación de que todos los activos operativos de Generación en Chile se encontrarían dentro de la misma UGE. A dicho respecto, el análisis realizado se sostiene en el hecho que Endesa Chile, operación discontinuada al 31 de diciembre de 2015, realiza una optimización y gestión para todos activos de su parque de generación, adquisición de combustibles y la decisión de la política comercial de forma centralizada, con ventas de contratos realizadas a nivel de la empresa y que no son asignadas por central. De esta forma, la generación de flujos depende de todos los activos en su conjunto.

Anteriormente, la compañía distinguía una UGE para los activos que operan en el SIC y otras para activos específicos que operan en el SING, bajo la consideración de que existían dos mercados independientes. El nuevo esquema, aprobado en 2015, plantea la interconexión del SIC y el SING, unifica los mercados, y considera la formación de precios única, como ocurre con las últimas licitaciones de suministro a clientes regulados.

Por lo anterior, se han configurado condiciones que provocan la necesidad de reversar la pérdida por deterioro antes indicada, al suponer aquellas un cambio en las estimaciones que originalmente dieron lugar al registro de la pérdida por deterioro. Lo anterior se fundamenta, entre otros aspectos, por la generación de valor que origina el proyecto de interconexión entre el SIC y SING que se prevé estará operativo en 2019, gracias a una mejor utilización de reservas, ampliación del mercado potencial para los activos específicos deteriorados y disminución del riesgo global del portafolio. Los efectos de la interconexión están considerados en las proyecciones que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver nota 3.d).

iii) 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.d).

iv) Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Endesa Chile ha decidido estudiar nuevas alternativas de diseño para el proyecto Neltume, en especial, respecto de la descarga sobre el lago Neltume, lo cual ha sido planteado por las comunidades en las diversas instancias de diálogo. Para poder iniciar una nueva fase de estudio de una alternativa de proyecto que contemple la descarga de aguas sobre el río Fuy, a fines de diciembre de 2015 la compañía retiró el Estudio de Impacto Ambiental de la central. Esta decisión compete sólo al proyecto central Neltume y no al proyecto de transmisión, el que sigue su curso de tramitación en el Servicio de Evaluación Ambiental.

Como consecuencia de lo anterior, al 31 de diciembre de 2015, Endesa Chile reconoció una pérdida de M\$ 2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que ha sido retirado y a otros estudios directamente vinculados al antiguo diseño.

v) Al 31 de diciembre de 2015, Endesa Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 2.522.445 asociada al total de la inversión del proyecto eólico Waiwen. Esta pérdida surge como resultado de nuevas mediciones realizadas por la compañía respecto a la viabilidad del proyecto, concluyendo que, bajo las condiciones existentes a la fecha, su rentabilidad es incierta.

## 16. IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

Impuestos diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a							Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	25.177.794	5.633.434	27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	<b>109.325.023</b>
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(227.622)	(141.890)	3.193.182	(77.565)	3.302.364	35.409.349	(482.324)	<b>40.975.494</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	1.992.148	-	-	<b>1.992.148</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	293.804	194.471	430.667	1.122.686	94.101	-	(100.147)	<b>2.035.582</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (2)	-	-	(1.466.985)	(11.351)	1.093.066	(20.624)	19.849	<b>(386.045)</b>
Otros incrementos (decrementos)	(1.796.672)	27.138	(5.875.218)	(990.521)	(108.224)	20.624	5.823.528	<b>(2.899.345)</b>
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2016</b>	<b>23.447.304</b>	<b>5.713.153</b>	<b>23.695.351</b>	<b>34.047.698</b>	<b>22.108.209</b>	<b>35.409.349</b>	<b>6.621.793</b>	<b>151.042.857</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 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	(1.969.882)	(620.212)	25.701.841	33.790.833	(4.316.990)	7.868.629	(42.100.049)	<b>18.354.170</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	6.338.161	806.915	-	-	<b>7.145.076</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.116.721)	(1.860.738)	(5.404.662)	(9.206.928)	(339.940)	-	(863.778)	<b>(24.792.767)</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (2)	(4.982.473)	-	(2.687.490)	(422.929)	-	(12.720.468)	(1.503.949)	<b>(22.317.309)</b>
Otros incrementos (decrementos)	(24.516.409)	6.607.405	(76.462.306)	401.995	(1.547.792)	-	32.815.086	<b>(62.702.021)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>25.177.794</b>	<b>5.633.434</b>	<b>27.413.705</b>	<b>34.004.449</b>	<b>15.734.754</b>	<b>-</b>	<b>1.360.887</b>	<b>109.325.023</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 2016</b>	171.344.977	-	16.764	-	237	249.770	60.292.867	<b>231.904.615</b>
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	1.085.581	(162.895)	5.056.291	-	-	442.123	2.753.066	<b>9.174.166</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	-	126.082	-	<b>126.082</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(6.062.120)	-	-	-	9.437	(8.565)	(7.077.603)	<b>(13.138.851)</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (2)	-	-	-	-	-	-	-	<b>-</b>
Otros incrementos (decrementos)	(2.410.259)	162.895	(5.056.291)	-	-	(535.168)	(642.492)	<b>(8.481.315)</b>
<b>Saldo final al 31 de marzo de 2016</b>	<b>163.958.179</b>	<b>-</b>	<b>16.764</b>	<b>-</b>	<b>9.674</b>	<b>274.242</b>	<b>55.325.838</b>	<b>219.584.697</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>
Movimientos								
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	26.238.797	(712.025)	13.122.113	-	488.257	-	37.625.257	<b>76.762.399</b>
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-	-	-	(64.398)	147.605	(200.133)	<b>(116.926)</b>
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.395.448	-	(1)	-	65.061	5.424	(18.128.150)	<b>(13.662.218)</b>
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (2)	(233.948.342)	-	(285.255)	-	(679)	-	(792.049)	<b>(235.026.325)</b>
Otros incrementos (decrementos)	(53.222.278)	712.025	(12.861.646)	-	(504.503)	(66.322)	(8.471.075)	<b>(74.413.799)</b>
<b>Saldo final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>171.344.977</b>	<b>-</b>	<b>16.764</b>	<b>-</b>	<b>237</b>	<b>249.770</b>	<b>60.292.867</b>	<b>231.904.615</b>

(1) Ver nota 2.4.1.

(2) Ver nota 5.1.

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

b. Al 31 de marzo de 2016, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 28.748.456 (M\$ 20.342.024 al 31 de diciembre de 2015). Ver nota 3.o.

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enersis Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de marzo de 2016 asciende a M\$ 1.177.326.075, (M\$ 1.835.600.705 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 979.972.151 corresponden a operaciones continuadas). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de marzo de 2016, dichas



diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$ 3.101.192.218 (M\$ 3.162.552.465 al 31 diciembre de 2015, de los cuales M\$ 2.700.619.169 corresponden a operaciones continuadas).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 31 de marzo de 2016 ascienden a M\$ 60.431.956, (M\$ 57.311.886 al 31 de diciembre de 2015, monto que en su totalidad corresponde a operaciones continuadas). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

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

País	Período
Chile	2008-2015
Argentina	2008-2015
Brasil	2010-2015
Colombia	2012-2014
Perú	2010-2014

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

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de marzo de 2016			31 de marzo de 2015		
	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	767.260	(4)	767.256	(265.463)	(1.167)	(266.630)
Cobertura de Flujo de Caja	14.381.780	(3.186.377)	11.195.403	(29.837.651)	8.043.329	(21.794.322)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(13.822.107)	-	(13.822.107)	(655)	-	(655)
Ajustes por conversión	(10.737.652)	-	(10.737.652)	(355.284.914)	-	(355.284.914)
<b>Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio</b>	<b>(9.410.719)</b>	<b>(3.186.381)</b>	<b>(12.597.100)</b>	<b>(385.388.683)</b>	<b>8.042.162</b>	<b>(377.346.521)</b>

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales al 31 de marzo de 2016, es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	31 de marzo de 2016
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	1.866.066
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(594.962)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuas	(4.457.485)
<b>Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral</b>	<b>(3.186.381)</b>

## 17. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

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

Otros pasivos financieros	31 de marzo de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	654.684.902	1.917.980.003	617.276.453	1.846.995.721
Instrumentos derivados de cobertura (*)	4.144.768	5.881.367	69.545.029	300.871
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	80.282.097	-	1.052.026	-
	<b>739.111.767</b>	<b>1.923.861.370</b>	<b>687.873.508</b>	<b>1.847.296.592</b>

(\*) Ver Nota 19.2.a

(\*\*) Ver Nota 19.2.b

### 17.1 Préstamos que devengan intereses.

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

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de marzo de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	169.812.538	440.714.315	188.121.545	232.626.020
Obligaciones con el público no garantizadas	430.151.083	1.399.349.795	356.221.587	1.391.715.407
Arrendamiento financiero	31.550.083	40.017.085	19.668.436	58.669.900
Otros préstamos	23.171.198	37.898.808	53.264.885	163.984.394
<b>Total</b>	<b>654.684.902</b>	<b>1.917.980.003</b>	<b>617.276.453</b>	<b>1.846.995.721</b>

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

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/03/2016 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2016 M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$							
Chile	Ch\$	6,00%	Sin Garantía	3	-	3	-	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,04%	Sin Garantía	970.504	2.661.999	3.632.503	19.914.473	1.126.068	-	-	-	21.040.541
Perú	Soles	5,63%	Sin Garantía	18.278.883	2.009.023	20.287.906	14.264.061	17.880.302	-	-	-	32.144.363
Argentina	\$ Arg	39,31%	Sin Garantía	2.113.194	2.901.323	5.014.517	488.553	-	-	-	-	488.553
Colombia	\$ Col	6,95%	Sin Garantía	2.629.293	76.274.015	78.903.308	29.041.963	44.679.944	-	-	63.594.453	137.316.360
Brasil	US\$	11,77%	Sin Garantía	-	289.895	289.895	-	74.032.299	-	-	1.833.191	75.865.490
Brasil	Real	9,72%	Sin Garantía	7.485.068	54.199.338	61.684.406	58.800.838	53.390.137	38.370.661	13.514.379	9.782.993	173.859.008
<b>Total</b>				<b>31.476.945</b>	<b>138.335.593</b>	<b>169.812.538</b>	<b>122.509.888</b>	<b>191.108.750</b>	<b>38.370.661</b>	<b>13.514.379</b>	<b>75.210.637</b>	<b>440.714.315</b>

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2015 M\$
				Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015 M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$							
Perú	US\$	2,40%	Sin Garantía	26.650.675	2.833.429	29.484.104	3.777.906	19.247.361	299.442	-	-	23.324.709
Perú	Soles	5,20%	Sin Garantía	12.712.792	-	12.712.792	2.083.721	22.920.929	-	-	-	25.004.650
Argentina	US\$	13,13%	Sin Garantía	3.899.595	-	3.899.595	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	37,06%	Sin Garantía	2.693.226	4.809.318	7.502.544	1.080.762	-	-	-	-	1.080.762
Colombia	\$ Col	6,46%	Sin Garantía	32.928.994	76.448.340	109.377.334	29.066.078	-	-	-	63.647.258	92.713.336
Brasil	Real	14,53%	Sin Garantía	9.045.598	16.099.578	25.145.176	30.167.521	30.167.521	30.167.521	-	-	90.502.563
<b>Total</b>				<b>87.930.880</b>	<b>100.190.665</b>	<b>188.121.545</b>	<b>66.175.988</b>	<b>72.335.811</b>	<b>30.466.963</b>	<b>-</b>	<b>63.647.258</b>	<b>232.626.020</b>

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

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de marzo de 2016 asciende a M\$ 484.716.384 (M\$ 423.123.934 al 31 de diciembre de 2015). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.g).



## 17.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones con el Público No Garantizadas al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2016	Vencimiento					Total No Corriente al 31/03/2016
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	
Chile	US\$	7,00%	Sin Garantía	4.138.681	167.271.833	171.410.514	-	-	-	-	574.688	574.688
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.804.918	3.804.918	3.571.882	3.777.262	3.994.455	4.224.134	6.186.237	21.753.970
Perú	US\$	6,50%	Sin Garantía	-	13.709.272	13.709.272	6.686.027	5.459.810	-	6.686.027	6.686.027	25.517.891
Perú	Soles	6,36%	Sin Garantía	7.931.978	10.948.700	18.880.678	19.889.324	4.018.045	39.175.941	26.117.294	132.695.945	221.896.549
Colombia	\$ Col	11,85%	Sin Garantía	10.275.842	129.027.297	139.303.139	-	195.282.771	45.094.118	217.679.491	452.177.233	910.233.613
Brasil	Real	16,63%	Sin Garantía	35.840.849	47.201.713	83.042.562	92.697.045	83.741.688	42.934.351	-	-	219.373.084
<b>Total</b>				<b>58.187.350</b>	<b>371.963.733</b>	<b>430.151.083</b>	<b>122.844.278</b>	<b>292.279.576</b>	<b>131.198.865</b>	<b>254.706.946</b>	<b>598.320.130</b>	<b>1.399.349.795</b>

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

## 17.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

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

### - Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de marzo de 2016 asciende a M\$ 2.009.886.752 (M\$ 1.768.663.119 al 31 de diciembre de 2015). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).



- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de marzo de 2016										31 de diciembre de 2015																
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente													
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente									
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	64.628	204.642	196.339	196.339	-	-	-	-	-	-	-	-	196.339	62.967	199.380	262.347	266.565	-	-	-	-	-	-	-	-	266.565	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	2.662	8.399	11.061	12.229	3.245	-	-	-	-	-	-	-	15.474	2.598	8.198	10.796	11.936	6.433	-	-	-	-	-	-	-	18.369	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,27%	20.147	16.496	36.643	23.179	7.565	-	-	-	-	-	-	-	30.744	19.831	31.119	50.950	22.853	13.512	-	-	-	-	-	-	-	36.365	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	110.707	-	-	110.707	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	83.332	88.788	172.120	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85.240	178.308	263.548	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	76.178	155.202	231.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	77.976	239.624	317.600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	71.990	157.930	229.920	-	-	-	-	-	-	-	-	-	73.719	225.872	299.591	12.084	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.084
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,73%	244.096	938.884	1.182.980	1.197.999	-	-	-	-	-	-	-	-	1.197.999	65.285	199.365	264.650	89.743	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.743
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,51%	150.006	454.995	605.001	636.585	-	-	-	-	-	-	-	-	636.585	153.549	472.612	626.161	659.036	-	-	-	-	-	-	-	-	659.036	
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.324.159	3.972.477	5.296.636	5.296.636	5.296.636	5.296.636	12.243.936	-	-	-	-	-	28.133.844	1.408.471	4.225.412	5.633.883	5.633.883	5.633.883	5.633.883	14.432.002	-	-	-	-	-	-	31.333.651
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	457.841	1.373.523	1.831.364	1.831.364	1.831.364	1.831.364	4.233.461	-	-	-	-	-	9.727.553	474.864	1.424.592	1.899.456	1.899.456	1.899.456	1.899.456	4.865.731	-	-	-	-	-	-	10.564.099
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Peru	US\$	2,37%	2.334.653	19.303.872	21.638.525	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.484.674	7.399.875	9.884.549	15.999.736	-	-	-	-	-	-	-	-	15.999.736	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	4.660	14.488	19.148	20.563	13.971	-	-	-	-	-	-	-	34.534	4.579	14.234	18.813	20.200	19.819	-	-	-	-	-	-	-	40.019	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equient S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	5.515	17.138	22.653	23.299	14.409	-	-	-	-	-	-	-	37.708	5.424	16.795	22.219	23.718	19.648	-	-	-	-	-	-	-	43.366	
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	814	2.568	3.382	3.740	2.565	-	-	-	-	-	-	-	6.305	795	2.372	3.167	3.650	3.217	-	-	-	-	-	-	-	6.867	
<b>Totales Leasing</b>								<b>4.840.681</b>	<b>26.709.402</b>	<b>31.550.083</b>	<b>9.241.933</b>	<b>7.169.755</b>	<b>7.128.000</b>	<b>16.477.397</b>	<b>-</b>	<b>40.017.085</b>	<b>5.030.679</b>	<b>14.637.758</b>	<b>19.668.437</b>	<b>24.242.860</b>	<b>7.595.968</b>	<b>7.533.339</b>	<b>19.297.733</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>58.669.900</b>	

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

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de marzo de 2016										31 de diciembre de 2015															
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente												
								Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente								
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	9,17%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.668.542	16.155.634	20.824.176	22.376.436	18.904.213	15.431.989	11.215.453	8.186.564	-	-	-	-	-	76.114.655
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,33%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	215.214	659.135	874.349	860.857	860.857	860.857	430.428	-	-	-	-	-	-	3.012.999
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	951.507	2.896.151	3.847.658	3.806.030	3.806.030	951.507	-	-	-	-	-	-	-	8.563.567
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,18%	436.944	1.212.793	1.649.737	1.545.423	1.388.317	1.259.491	1.082.661	1.281.332	6.557.224	559.718	1.259.783	1.819.501	1.489.541	1.383.305	1.269.785	1.081.597	1.488.913	6.713.141	-	-	-	-	-	-	-	6.713.141
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	17.520	17.520	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.942.995
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	BNDÉS	Brasil	Real	10,43%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.350.117	5.050.186	6.400.303	7.193.099	7.193.099	7.193.099	4.862.156	-	-	-	-	-	3.639.085
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	-	2.036.260	2.036.260	2.027.202	2.027.202	2.027.202	2.027.202	23.232.776	31.341.584	-	-	-	-	-	2.153.867	2.144.288	2.144.288	2.144.288	2.144.288	2.144.288	2.144.288	-	-	-	-	32.919.834
Extranjero	Hydroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	-	371.378	371.378	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	391.530	391.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	34,00%	-	20.778	20.778	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23.515	23.515	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	28,78%	-	19.093.045	19.093.045	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	16.912.466	16.912.466	6.636.665	-	-	-	-	-	-	-	-	-	4.636.665
<b>Total otras obligaciones</b>								<b>19.550.767</b>	<b>3.620.431</b>	<b>23.171.198</b>	<b>3.572.625</b>	<b>3.415.519</b>	<b>3.286.693</b>	<b>3.109.863</b>	<b>24.514.108</b>	<b>37.898.808</b>	<b>24.681.079</b>	<b>28.583.806</b>	<b>53.264.885</b>	<b>42.506.916</b>	<b>34.291.792</b>	<b>27.851.525</b>	<b>19.733.922</b>	<b>39.600.239</b>	<b>163.984.394</b>								

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

#### 17.4 Deuda de cobertura.

Al 31 de marzo de 2016, del total la deuda denominada en dólares estadounidenses (“dólar”) del Grupo, M\$ 85.257.487 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (M\$ 933.447.012 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M\$ 119.366.828 corresponden a Operaciones Continuas) (Ver Nota 3.m).

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

	31-03-2016	31-12-2015
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto</b>	(5.732.192)	(38.783.599)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	588.732	(44.992.798)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(26.154)	3.172.291
Diferencias de conversión	-	(81.479)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para distribuir a los propietarios	-	74.953.393
<b>Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto</b>	<b>(5.169.614)</b>	<b>(5.732.192)</b>

#### 17.5 Otros aspectos.

Al 31 de marzo de 2016 el Grupo Enersis Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 106.720.952 (M\$ 34.332.376 al 31 de diciembre de 2015).

### 18. 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.

#### 18.1 Riesgo de tasa de interés.

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

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

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

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

#### Posición neta:

	31-03-2016	31-12-2015
	%	%
Tasa de interés fijo	38%	30%

### 18.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

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

### 18.3 Riesgo de “commodities”.

El Grupo Enersis Américas podría encontrarse expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 no había operaciones vigentes de derivados de commodities.

### 18.4 Riesgo de liquidez.

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 17, 19 y Anexo 4).



Al 31 de marzo de 2016, el Grupo Enersis Américas presenta una liquidez de M\$ 1.224.208.278 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 106.720.952 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enersis Américas presenta una liquidez de M\$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

### 18.5 Riesgo de crédito.

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

#### Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

#### Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

## 18.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enersis Américas elabora una medición del Valor en Riesgo de sus posiciones de deuda y de derivados financieros, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

La cartera de posiciones incluidas a efectos de los cálculos del presente Valor en Riesgo se compone de:

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

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

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

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la extrapolación de escenarios futuros (a un trimestre) de los valores de mercado de las variables de riesgo en función de escenarios basados en observaciones reales para un mismo período (trimestre) durante cinco años.

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M\$ \$ 89.617.176.

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

## 19. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

31 de marzo de 2016						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	129.082	-	-	-	-	2.550.012
Otros activos de carácter financiero	-	18.115.650	115.877.155	1.262.895.353	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>129.082</b>	<b>18.115.650</b>	<b>115.877.155</b>	<b>1.262.895.353</b>	-	<b>2.550.012</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.411.751	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	536.843
Otros activos de carácter financiero	-	-	40.524	297.092.735	521.927.782	-
<b>Total No Corriente</b>	-	-	<b>40.524</b>	<b>297.092.735</b>	<b>523.339.533</b>	<b>536.843</b>
<b>Total</b>	<b>129.082</b>	<b>18.115.650</b>	<b>115.917.679</b>	<b>1.559.988.088</b>	<b>523.339.533</b>	<b>3.086.855</b>

  

31 de diciembre de 2015						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos derivados	4.427.286	-	-	-	-	1.172.125
Otros activos de carácter financiero	-	35.467.539	27.195.496	1.045.820.479	-	-
<b>Total Corriente</b>	<b>4.427.286</b>	<b>35.467.539</b>	<b>27.195.496</b>	<b>1.045.820.479</b>	-	<b>1.172.125</b>
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	616.296	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	978.556
Otros activos de carácter financiero	-	-	39.673	364.516.870	487.893.679	-
<b>Total No Corriente</b>	-	-	<b>39.673</b>	<b>364.516.870</b>	<b>488.509.975</b>	<b>978.556</b>
<b>Total</b>	<b>4.427.286</b>	<b>35.467.539</b>	<b>27.235.169</b>	<b>1.410.337.349</b>	<b>488.509.975</b>	<b>2.150.681</b>

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

	31 de marzo de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar	Préstamos y cuentas por pagar	Derivados financieros de cobertura
	M\$	M\$	M\$
Préstamos que devengan interés	-	654.684.902	-
Instrumentos derivados	80.282.097	-	4.144.768
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.437.619.183	-
<b>Total Corriente</b>	<b>80.282.097</b>	<b>2.092.304.085</b>	<b>4.144.768</b>
Préstamos que devengan interés	-	1.917.980.003	-
Instrumentos derivados	-	-	5.881.367
Otros pasivos de carácter financiero	-	216.038.642	-
<b>Total No Corriente</b>	<b>-</b>	<b>2.134.018.645</b>	<b>5.881.367</b>
<b>Total</b>	<b>80.282.097</b>	<b>4.226.322.730</b>	<b>10.026.135</b>

  

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

## 19.2 Instrumentos derivados.

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

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

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

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de marzo de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	1.029.025	536.843	1.352.829	5.881.367	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura flujos de caja	1.029.025	536.843	1.352.829	5.881.367	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura de tipo de cambio:	1.520.987	-	2.791.939	-	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de flujos de caja	178.052	-	2.791.939	-	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de valor razonable	1.342.935	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>2.550.012</b>	<b>536.843</b>	<b>4.144.768</b>	<b>5.881.367</b>	<b>1.172.125</b>	<b>978.556</b>	<b>69.545.029</b>	<b>300.871</b>

## - Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-03-2016	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2015
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(5.668.328)	1.574.623
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	1.342.935	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(2.613.886)	(69.269.842)

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

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, ha sido la siguiente:

	31 de marzo de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Ingresos M\$	Gastos M\$	Ingresos M\$	Gastos M\$
Instrumento derivado	18.195.297	-	-	-
Partida subyacente	-	16.894.934	-	-
<b>TOTAL</b>	<b>18.195.297</b>	<b>16.894.934</b>	-	-

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

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de marzo de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	129.082	80.282.097	-	-	4.427.286	1.052.026	-	-

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

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

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

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

Derivados financieros	31 de marzo de 2016						
	Valor razonable	Valor nominal					Total
		Antes de 1 Año	1-2 Años	2-3 Años	3-4 Años	4-5 Años	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Cobertura de tipo de interés:</b>	<b>(5.668.328)</b>	<b>47.797.757</b>	<b>10.666.086</b>	<b>80.498.239</b>	-	-	<b>138.962.082</b>
Cobertura de flujos de caja	(5.668.328)	47.797.757	10.666.086	80.498.239	-	-	138.962.082
<b>Cobertura de tipo de cambio:</b>	<b>(1.270.951)</b>	<b>71.003.446</b>	-	-	-	-	<b>71.003.446</b>
Cobertura de flujos de caja	(2.613.886)	51.940.487	-	-	-	-	51.940.487
Cobertura de valor razonable	1.342.935	19.062.959	-	-	-	-	19.062.959
<b>Derivados no designados contablemente de cobertura</b>	<b>(80.153.015)</b>	<b>304.361.464</b>	-	-	-	-	<b>304.361.464</b>
<b>TOTAL</b>	<b>(87.092.294)</b>	<b>423.162.667</b>	<b>10.666.086</b>	<b>80.498.239</b>	-	-	<b>514.326.992</b>

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

### 19.3 Jerarquías del valor razonable.

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31-03-2016 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
<b>Activos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	1.743.920	-	1.743.920	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.342.935	-	1.342.935	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	129.082	-	129.082	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	18.115.650	18.115.650	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	521.927.782	-	521.927.782	-
<b>Total</b>	<b>543.259.369</b>	<b>18.115.650</b>	<b>525.143.719</b>	-
<b>Pasivos Financieros</b>				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	10.026.134	-	10.026.134	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	80.282.097	-	80.282.097	-
<b>Total</b>	<b>90.308.231</b>	-	<b>90.308.231</b>	-

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

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

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

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

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acreedores comerciales	410.801.619	459.144.350	2.397.743	2.247.156
Otras cuentas por pagar	1.001.297.178	993.679.857	249.836.900	281.297.098
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>1.412.098.797</b>	<b>1.452.824.207</b>	<b>252.234.643</b>	<b>283.544.254</b>

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes Uno a cinco años	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores por compra de energía (1)	365.173.044	420.027.375	2.397.743	2.247.156
Proveedores por compra de combustibles y gas	45.628.575	39.116.975	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	405.089.534	570.627.472	177.405.034	208.653.963
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	206.566.581	106.531.865	-	-
Multas y reclamaciones (2)	121.214.496	94.165.502	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	11.585.860	12.867.918	22.056.587	17.940.704
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	79.055.413	41.337.748	61.237	2.648.714
IVA Debito Fiscal	60.452.441	43.676.292	47.056.739	39.465.249
Contrato Mitsubishi (LTSA)	23.454.153	15.390.966	-	-
Obligaciones programas sociales	17.989.089	18.768.357	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	37.351.389	66.768.001	-	-
Otras cuentas por pagar	38.538.222	23.545.736	3.257.303	12.588.468
<b>Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar</b>	<b>1.412.098.797</b>	<b>1.452.824.207</b>	<b>252.234.643</b>	<b>283.544.254</b>

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

(1) Al 31 de diciembre de 2015, se incluyen M\$ 114.103.977, en el pasivo adeudado a CMMESA por nuestra filial Argentina Edesur. Este pasivo se presenta neto de la cuenta por cobrar reconocida por Edesur producto de la aplicación de la resolución N° 250/13 - Mecanismo de Monitoreo de Costo (MMC), complementada con resolución N° 32/2015. Esta resolución instruyó a CMMESA a emitir Liquidación de Ventas con Fechas de Vencimiento a Definir (LVFVD) a favor de Edesur para cuentas por cobrar y aceptar estas LVFVD como parte de pago de las deudas de Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el período de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. 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 2016 y 31 de diciembre de 2015, se expone en Anexo 7.



## 21. PROVISIONES.

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

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$
Por reclamaciones legales	57.669.215	42.090.525	152.810.502	144.855.586
Por desmantelamiento o restauración (*)	1.192.297	750.345	6.947.183	6.328.957
Provisión Medio Ambiente (**)	55.591.418	73.381.544	41.538.580	31.880.082
Otras provisiones	6.848.646	11.076.762	333.839	783.659
<b>Total</b>	<b>121.301.576</b>	<b>127.299.176</b>	<b>201.630.104</b>	<b>183.848.284</b>

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

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

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

b) El movimiento de las provisiones por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2016 y el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones	Total
	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>Movimientos en Provisiones</b>				
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2016</b>	<b>186.946.111</b>	<b>7.079.302</b>	<b>117.122.047</b>	<b>311.147.460</b>
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	19.794.767	1.305.343	4.182.684	25.282.794
Provisión Utilizada	(52.347.870)	-	(14.713.468)	(67.061.338)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	63.564.274	(122.047)	840.761	64.282.988
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(3.741.222)	(123.118)	8.876	(3.855.464)
Otro Incremento (Decremento)	(3.736.343)	-	(3.128.417)	(6.864.760)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>23.533.606</b>	<b>1.060.178</b>	<b>(12.809.564)</b>	<b>11.784.220</b>
<b>Saldo al 31 de marzo de 2016</b>	<b>210.479.717</b>	<b>8.139.480</b>	<b>104.312.483</b>	<b>322.931.680</b>

Provisiones	Por Reclamaciones Legales	Por Desmantelamiento o Restauración	Por Medio Ambiente y 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	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	22.857.949	24.158.277	106.100.964	153.117.190
Provisión Utilizada	(25.239.603)	(7.275)	(12.262.416)	(37.509.294)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	31.412.199	2.031.788	23.054.386	56.498.373
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(32.537.015)	(234.141)	(24.082.348)	(56.853.504)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	(14.829.363)	(51.085.541)	(6.530.431)	
Otro Incremento (Decremento)	(18.686.196)	-	(440.299)	(19.126.495)
<b>Total Movimientos en Provisiones</b>	<b>(37.022.029)</b>	<b>(25.136.892)</b>	<b>85.839.856</b>	<b>23.680.935</b>
<b>Saldo Final al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>186.946.111</b>	<b>7.079.302</b>	<b>117.122.047</b>	<b>311.147.460</b>

(1) Ver nota 5.1

## 22. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

### 22.1 Aspectos generales:

Enersis Américas y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.1.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

#### a) Beneficios de prestación definida:

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

#### b) Otros Beneficios

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

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

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

Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

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

#### c) Beneficios de aportación definida:

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

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

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

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo	186.408.012	187.270.474
<b>Total Pasivo</b>	<b>186.408.012</b>	<b>187.270.474</b>
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>186.408.012</b>	<b>187.270.474</b>

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Obligaciones post empleo	444.969.147	428.066.630
(-) Plan de activos (*)	(304.355.273)	(284.231.299)
<b>Total</b>	<b>140.613.874</b>	<b>143.835.331</b>
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	23.663.931	22.057.178
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	22.130.207	21.377.965
<b>Total Obligaciones Post Empleo, neto</b>	<b>186.408.012</b>	<b>187.270.474</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, ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 23.663.931 al 31 de marzo de 2016 (M\$ 22.057.178 al 31 de diciembre de 2015), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción* (“CINIIF 14”), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(\*\*\*) En Ampla, y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – *El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción*, se ha registrado un monto de M\$ 22.130.207 al 31 de marzo de 2016 (M\$ 21.377.965 al 31 de diciembre de 2015) correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Ampla), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de situación financiera consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor razonable de los activos afectos al 31 de marzo de 2016 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31-03-2016	31-12-2015	31-12-2014	31-12-2013	31-12-2012
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Pasivo Actuarial	444.969.147	428.066.630	588.148.279	521.850.486	628.823.491
Activos Afectos	(304.355.273)	(284.231.299)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)
Diferencia	140.613.874	143.835.331	220.139.571	199.020.212	234.943.326
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	23.663.931	22.057.178	33.710.733	39.494.779	21.218.042
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	22.130.207	21.377.965	16.080.108	-	-
<b>Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial</b>	<b>186.408.012</b>	<b>187.270.474</b>	<b>269.930.412</b>	<b>238.514.991</b>	<b>256.161.368</b>

- b) Los gastos registrados en los resultados consolidados integrales por los períodos de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 y 2015, son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-03-2016	31-03-2015
	M\$	M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	519.991	480.860
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	13.751.244	14.943.051
Ingresos por intereses activos del plan	(9.801.627)	(10.680.111)
Costos de Servicios Pasados	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	804.240	1.005.848
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados</b>	<b>5.273.848</b>	<b>5.749.648</b>
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	-
<b>Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales</b>	<b>5.273.848</b>	<b>5.749.648</b>

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

Pasivo Actuarial Neto	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>269.930.412</b>
Costo Neto por Intereses	21.759.807
Costos de los Servicios en el Período	7.092.780
Beneficios Pagados en el Período	(19.628.639)
Aportaciones del Período	(15.322.998)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Cambios del Límite del Activo	(8.365.724)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	9.627.791
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	(55.023.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(523)
Diferencias de Conversión	(40.564.277)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>187.270.474</b>
Costo Neto por Intereses	4.753.857
Costos de los Servicios en el Período	519.991
Diferencias de Conversión	1.241.659
Traspaso del personal	(620.326)
Otros	(309.251)
<b>Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de marzo de 2016</b>	<b>186.408.012</b>

(\*) Ver nota 5.1

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

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>	<b>588.148.279</b>
Costo del servicio corriente (*)	7.092.780
Costo por intereses (*)	56.568.888
Aportaciones efectuadas por los participantes	453.243
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(108.872.703)
Contribuciones pagadas	(52.487.363)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(523)
Traspaso a pasivo mantenidos para distribuir a los propietarios	(55.023.456)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>428.066.630</b>
Costo del servicio corriente	519.991
Costo por intereses	13.751.244
Diferencia de conversión de moneda extranjera	10.009.251
Contribuciones pagadas	(6.448.392)
Traspaso del personal	(620.326)
Otros	(309.251)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2016</b>	<b>444.969.147</b>

(\*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$9.609.364. Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$19.459.863. La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$13.381.836.

Al 31 de marzo de 2016, del monto total del pasivo actuarial, un 0,53% corresponde a compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,72% al 31 de diciembre de 2015), un 82,16% a compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (80,5% a 31 de diciembre de 2015), un 14,13% a compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (15,01% al 31 de diciembre 2015), un 2,64% a compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (3,16% al 31 de diciembre de 2015) y un 0,54% a compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,61% al 31 de diciembre de 2015).

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 2015</b>	<b>(368.008.708)</b>
Ingresos por intereses	(38.428.236)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Diferencia de conversión de moneda extranjera	79.545.346
Aportaciones del empleador	(15.322.998)
Aportaciones pagadas	(453.243)
Contribuciones pagadas	32.858.724
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>	<b>(284.231.299)</b>
Ingresos por intereses	(9.801.627)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(10.322.347)
<b>Saldo al 31 de marzo de 2016</b>	<b>(304.355.273)</b>

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

Categoría de los Activos del Plan	31-03-2016		31-12-2015	
	M\$	%	M\$	%
Acciones (renta variable)	37.665.735	12%	35.173.904	12%
Activos de renta fija	225.238.220	74%	210.347.356	74%
Inversiones inmobiliarias	35.756.453	12%	33.391.752	12%
Otros	5.694.865	2%	5.318.287	2%
<b>Total</b>	<b>304.355.273</b>	<b>100%</b>	<b>284.231.299</b>	<b>100%</b>

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

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

	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acciones	2	1
Inmuebles	17.117.703	16.535.844
<b>Total</b>	<b>17.117.705</b>	<b>16.535.845</b>

## g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo		M\$
<b>Saldo Inicial al 1 de enero de 2015</b>		<b>33.710.733</b>
Intereses de Activo no reconocidos		3.619.155
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo		(8.365.724)
Diferencias de Conversión		(6.906.986)
<b>Saldo al 31 de diciembre de 2015</b>		<b>22.057.178</b>
Intereses de Activo no reconocidos		804.240
Diferencias de Conversión		802.513
<b>Total Techo del Activo al 31 de marzo de 2016</b>		<b>23.663.931</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 2016 y 31 de diciembre de 2015:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015
Tasas de descuento utilizadas	5,00%	5,00%	14,02% - 14,21%	14,02% - 14,21%	7,25%	7,25%	5,50%	5,50%	7,60%	7,60%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	9,69%	9,69%	4,20%	4,20%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2009	RV -2009	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2009

- Sensibilización:**

Al 31 de marzo de 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$ 33.623.088 (M\$ 32.618.877 al 31 de diciembre de 2015) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 38.472.418 (M\$ 38.040.654 al 31 de diciembre de 2015) en caso de una baja de la tasa en esos 100 puntos básicos.

- 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 en el período de tres meses terminados el 31 de marzo de 2016 ascendieron a M\$ 1.157.417 (M\$ 876.373 al 31 de marzo de 2015). Estos montos corresponden en su totalidad a operaciones continuadas.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 34.066.315.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 8,98 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	34.066.315
2	35.815.318
3	36.570.983
4	36.755.183
5	36.626.206
Más de 5	192.142.801

## 23. PATRIMONIO.

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

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

El capital de Enersis Américas al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 5.804.447.986 y está representado en 49.092.772.762 de acciones. Todas las acciones emitidas por Enersis Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

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

El sobreprecio en colocación de acciones generado durante el proceso de aumento de capital concretado en 2013, que ascendió a M\$ 1.460.503, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (Ver nota 23.5.c).

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

#### 23.1.2 Dividendos

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

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

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

Con fecha 25 de noviembre de 2014 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de \$0,83148 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

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

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

Con fecha 24 de noviembre de 2015 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de \$1,23875 por acción con cargo a los resultados



estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
82	Provisorio	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	09-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	16-05-2014	5,27719	2013
90	Provisorio	30-01-2015	0,83148	2014
91	Definitivo	25-05-2015	5,38285	2014
92	Provisorio	29-01-2016	1,23875	2015

### 23.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de cambios en patrimonio consolidado intermedio por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015 es el siguiente:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(83.315.398)	(76.213.061)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	96.409.053	119.418.603
Edelnor	33.211.374	37.016.422
Dock Sud	(11.417.187)	2.601.002
Enel Brasil S.A.	(465.282.486)	(419.338.560)
Central Costanera S.A.	(4.651.387)	2.275.078
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	-	11.934.196
Emgesa S.A. E.S.P.	8.335.413	34.107.970
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	(58.357.438)	(30.368.275)
Generandes Perú S.A.	67.679.894	71.566.004
Emp. Eléctrica de Piura	6.526.101	7.341.585
Otros	(1.835.759)	(3.112.451)
<b>TOTAL</b>	<b>(412.697.820)</b>	<b>(242.771.487)</b>

(1) A contar del 1 de enero de 2015, la compañía cambió su moneda funcional pasando desde el dólar estadounidense al peso chileno.

### 23.3 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.

### 23.4 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. Al 31 de marzo de 2016, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Endesa Américas, Enel Brasil, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura asciende a M\$ 93.660.548, M\$ 2.578.876, M\$ 525.479.023, M\$ 38.785.890, M\$ 187.219.715 y M\$ 35.744.042, respectivamente.

### 23.5 Otras Reservas.

La naturaleza y destino de las Otras reservas por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2016 M\$	Movimiento 2016 M\$	Saldo al 31 de marzo de 2016 M\$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(420.088.093)	7.390.273	(412.697.820)
Coberturas de flujo de caja (b)	(8.840.702)	(1.256.592)	(10.097.294)
Activos financieros disponibles para la venta	(167.739)	289.937	122.198
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(101.327.672)	101.327.672	-
Otras reservas varias (c)	(2.628.536.018)	915.772.450	(1.712.763.568)
<b>TOTAL</b>	<b>(3.158.960.224)</b>	<b>1.023.523.740</b>	<b>(2.135.436.484)</b>

	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>

- 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.b.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.f.5. y 3.m).
- c) **Otras reservas varias.**

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Detalle Otras Reservas	Saldo al 31-03-2016 M\$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(900.683.317)
Reserva por reestructuración societaria ("División") (2)	479.845.811
Reservas operaciones subsidiarias (3)	(293.672.222)
Reservas transición a NIIF (4)	(997.915.790)
Otras reservas varias (5)	(338.050)
<b>Total</b>	<b>(1.712.763.568)</b>

- 1) Reserva originada como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.
- 2) Reserva por la reestructuración societaria ("división de Sociedades") llevada a cabo durante el año 2015. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enersis Chile (Ver Nota 5.1).
- 3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras filiales. Representan el efecto generado por compras de participaciones de filiales bajo control común.
- 4) Reserva de transición a las NIIF: En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar que si bien es cierto la 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”.

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

ii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

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

## 23.6 Participaciones no controladoras.

### 26.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis Américas acordó la presentación de una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones (“OPA”) de su filial Companhia Energética do Ceará ( “Coelce”), como parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Nota 23.1.1 )

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis Américas adquirió, a un precio R\$49 por acción, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas Clase A y 424 acciones preferidas Clase B, que representan un costo de M\$ 134.017.691.

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

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

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.5. 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 Américas.

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

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

Con fecha 29 de abril de 2014, el Directorio de Enersis Américas autorizó suscribir un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), compañía controladora de Edegel S.A.A. Esta compra formó parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas llevado a cabo durante el año 2013 (ver Nota 23.1.1 ).

Con fecha 3 de septiembre de 2014, Enersis Américas confirmó y pagó a Inkia la cantidad de M\$ 253.015.133, pasando a consolidar las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

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

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6. 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 Américas.

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

### 26.6.3 Capitalización Central Dock Sud

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

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

La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permitió mantener sustancialmente las mismas participaciones que los accionistas poseían en dicha sociedad que aproximadamente son los siguientes: Enersis Américas (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

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

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

Compañías	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)				
	31-03-2016 %	Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)	
		31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$
Ampla Energia E Serviços S.A.	0,36%	1.711.059	1.670.381	(2.371)	(8.376)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	109.852.072	102.309.115	3.854.760	7.517.022
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	229.748.439	270.808.395	13.207.319	13.883.315
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	344.422.504	412.145.236	24.329.516	25.145.010
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	73.428.572	75.852.375	4.713.416	3.788.753
Edegel S.A.A	16,40%	92.495.814	91.467.160	5.140.287	3.407.304
Chinango S.A.C.	20,00%	13.869.397	14.268.911	912.808	824.404
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	(5.076.931)	7.873.277	(12.333.468)	1.842.772
Central Costanera S.A.	24,32%	3.326.918	3.759.405	342.431	184.760
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	32,33%	45.248.405	48.208.347	5.087.704	407.844
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	21.758.441	24.059.619	1.669.273	1.231.913
Central Dock Sud S.A.	29,76%	21.297.364	23.536.086	1.646.023	1.214.731
Chilectra S.A. (*)	0,00%	-	10.118.233	274.125	295.092
Chilectra Américas S.A.	0,91%	4.422.824	-	(85.255)	-
Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.) (*)	0,00%	-	1.059.805.601	48.450.481	15.649.629
Endesa Américas S.A.	40,02%	491.935.384	-	11.218.871	-
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (*)	7,35%	-	10.900.863	1.201.670	2.485.120
Empresa Electrica de Piura S.A.	3,50%	2.283.933	2.201.500	149.797	33.468
Otras		2.556.118	4.674.591	393.730	106.964
<b>TOTAL</b>		<b>1.453.280.313</b>	<b>2.163.659.095</b>	<b>110.171.117</b>	<b>78.009.725</b>

(\*) Operaciones discontinuadas.

## 24. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al	
	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)
	M\$	M\$
<b>Ventas de energía (1)</b>	<b>1.041.219.457</b>	<b>1.053.859.945</b>
<b>Generación</b>	<b>328.670.180</b>	<b>256.052.729</b>
Clientes Regulados	29.866.160	32.583.597
Clientes no Regulados	173.680.083	144.273.331
Ventas de Mercado Spot	112.706.131	65.751.551
Otros Clientes	12.417.806	13.444.250
<b>Distribución</b>	<b>712.549.277</b>	<b>797.807.216</b>
Residenciales	301.596.279	487.028.020
Comerciales	172.473.402	145.073.887
Industriales	67.987.779	56.778.573
Otros Consumidores	170.491.817	108.926.736
<b>Otras ventas</b>	<b>9.888.354</b>	<b>6.747.482</b>
Ventas de gas	4.703.367	3.133.504
Ventas de productos y servicios	5.184.987	3.613.978
<b>Otras prestaciones de servicios</b>	<b>163.273.494</b>	<b>110.362.671</b>
Peajes y transmisión	65.095.785	59.727.865
Arriendo equipos de medida	17.082	18.259
Alumbrado público	671.336	1.161.658
Verificaciones y enganches	1.961.732	218.212
Servicios de ingeniería y consultoría	1.333.428	346.535
Otras prestaciones	43.806.518	48.890.142
<b>Total Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>1.214.381.305</b>	<b>1.170.970.098</b>

  

Otros ingresos	Saldo al	
	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)
	M\$	M\$
Otros Ingresos (2)	51.156.632	132.689.827
<b>Total Otros ingresos</b>	<b>51.156.632</b>	<b>132.689.827</b>

- (1) Con fecha 29 enero de 2016, el ENRE emitió la Resolución N° 1/2016 que aprobó los valores del cuadro tarifario de Edesur con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 01 de febrero de 2016, los efectos reconocidos por esta resolución en el presente período han sido de M\$ 108.244.004. Al 31 de marzo de 2015, se reconocieron ingresos por ventas de energía por M\$ 6.788.955 que a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos provenientes del PUREE deben ser considerados como parte de los ingresos de las distribuidoras.
- (2) Producto de la aplicación de la nueva Resolución 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015 que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, 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.

Adicionalmente, por el período terminado al 31 de marzo de 2016, se incluye un monto de M\$ 13.932.405, originado por los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA (M\$10.234.487 por el período terminado al 31 de marzo de 2015).

## 25. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al	
	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)
	M\$	M\$
Compras de energía	(383.886.112)	(452.141.023)
Consumo de combustible	(93.476.142)	(61.655.464)
Gastos de transporte	(61.972.433)	(63.734.164)
Costos por contratos de construcción	(50.387.613)	(30.696.131)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(41.695.265)	(35.370.971)
<b>Total Materias primas y consumibles utilizados</b>	<b>(631.417.565)</b>	<b>(643.597.753)</b>

## 26. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al	
	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)
	M\$	M\$
Sueldos y salarios	(68.266.689)	(81.473.734)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(1.677.408)	(1.357.233)
Seguridad social y otras cargas sociales	(30.500.528)	(32.655.354)
Otros gastos de personal	(2.148.620)	(1.952.360)
<b>Total Gastos por beneficios a los empleados</b>	<b>(102.593.245)</b>	<b>(117.438.681)</b>

## 27. GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Saldo al	
	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)
	M\$	M\$
Depreciaciones	(56.777.423)	(60.890.938)
Amortizaciones	(19.277.108)	(20.116.468)
<b>Subtotal</b>	<b>(76.054.531)</b>	<b>(81.007.406)</b>
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(11.951.383)	(9.863.336)
<b>Total</b>	<b>(88.005.914)</b>	<b>(90.870.742)</b>

(*) Información por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro	Generación		Distribución		Otros		Saldo al	
	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Activos financieros (ver nota 7)	(995.723)	260.472	(9.849.323)	(8.672.258)	(1.106.337)	(50)	(11.951.383)	(8.411.836)
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 13)	-	-	-	(1.419.655)	-	-	-	(1.419.655)
Inmovilizado (ver nota 15)	-	(31.845)	-	-	-	-	-	(31.845)
<b>Total</b>	<b>(995.723)</b>	<b>228.627</b>	<b>(9.849.323)</b>	<b>(10.091.913)</b>	<b>(1.106.337)</b>	<b>(50)</b>	<b>(11.951.383)</b>	<b>(9.863.336)</b>

Para el período terminado al 31 de marzo de 2015, los activos sujetos a análisis de deterioro que se relacionan con operaciones dentro de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribución a los propietarios (Ver Notas 3.j y 5.1).

## 28. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)
	M\$	M\$
Otros suministros y servicios	(23.219.064)	(10.675.232)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(21.924.705)	(41.781.384)
Reparaciones y conservación	(29.291.588)	(30.305.280)
Indemnizaciones y multas	(2.229.543)	(2.468.289)
Tributos y tasas	(14.884.362)	(19.486.275)
Primas de seguros	(7.478.621)	(6.879.142)
Arrendamientos y cánones	(4.079.264)	(2.681.607)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(594.193)	(999.713)
Otros aprovisionamientos	(12.594.270)	(15.294.161)
Gastos de viajes	(2.553.494)	(3.849.057)
Gastos de medioambiente	(143.000)	(259.842)
<b>Total Otros gastos por naturaleza</b>	<b>(118.992.104)</b>	<b>(134.679.983)</b>

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 135.907 y M\$ 10.172, respectivamente.

## 29. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	31-03-2016	31-03-2015 (Reexpresado)
	M\$	M\$
Venta Inmovilizado de material	(2.645.015)	11.457
Otros	265	-
<b>Total Otras ganancias (pérdidas)</b>	<b>(2.644.750)</b>	<b>11.457</b>

### 30. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 (Reexpresado) M\$
Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros	21.232.555	15.725.069
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil) (2)	25.683	37.562
Otros ingresos financieros (1)	25.579.399	24.778.640
<b>Total Ingresos Financieros</b>	<b>46.837.637</b>	<b>40.541.271</b>

Costos financieros	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 (Reexpresado) M\$
<b>Costos Financieros</b>	<b>(162.192.045)</b>	<b>(93.774.287)</b>
Préstamos bancarios	(12.260.023)	(9.376.202)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(48.385.336)	(47.539.127)
Arrendamientos financieros (leasing)	(391.070)	(318.919)
Valoración derivados financieros	(831.510)	(716.721)
Actualización financiera de provisiones	(64.282.988)	(14.020.347)
Obligación por beneficios post empleo (2)	(4.779.540)	(5.306.350)
Gastos financieros activados	6.621.984	17.992.931
Otros costos financieros	(37.883.562)	(34.489.552)
<b>Resultado por unidades de reajuste (*)</b>	<b>(182.690)</b>	<b>441.423</b>
<b>Diferencias de cambio (**)</b>	<b>10.328.916</b>	<b>1.658.807</b>
<b>Total Costos Financieros</b>	<b>(152.045.819)</b>	<b>(91.674.057)</b>
<b>Total Resultado Financiero</b>	<b>(105.208.182)</b>	<b>(51.132.786)</b>

(1) Por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, se incluye un ingreso financiero de M\$ 14.173.037 y 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.

(2) Ver nota 22.2.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	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 (Reexpresado) M\$
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	(2.457)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(182.690)	443.879
<b>Total Resultado por Unidades de Reajuste</b>	<b>(182.690)</b>	<b>441.423</b>

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 (Reexpresado) M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	(285.793)	9.669.033
Otros activos financieros	9.546.796	7.134.782
Otros activos no financieros	219.730	84.323
Inventarios	1.226.749	1.538.941
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	20.664	-
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	-	(1.718)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	6.744.769	(7.247.753)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(2.193.191)	(8.740.447)
Otros pasivos no financieros	(4.950.808)	(778.354)
<b>Total Diferencias de Cambio</b>	<b>10.328.916</b>	<b>1.658.807</b>

### 31. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidados, correspondiente a los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 (Reexpresado) M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(92.329.586)	(82.681.138)
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)	2.587.774	5.746.454
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(384.624)	21.894.932
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	149.005	(1.860.119)
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente</b>	<b>(89.977.431)</b>	<b>(56.899.871)</b>
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	31.488.541	(2.433.064)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	312.787	(23.707.908)
<b>Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos</b>	<b>31.801.328</b>	<b>(26.140.972)</b>
<b>Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada</b>	<b>(58.176.103)</b>	<b>(83.040.843)</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 terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa	31-03-2016 M\$	Tasa	31-03-2015 (Reexpresado) M\$
<b>RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS</b>		<b>230.882.091</b>		<b>279.054.571</b>
<b>Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable</b>	<b>(24,00%)</b>	<b>(55.411.702)</b>	<b>(22,50%)</b>	<b>(62.787.276)</b>
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(11,88%)	(27.435.219)	(12,49%)	(34.845.444)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y utilización de créditos fiscales o pérdidas tributarias	3,16%	7.294.694	4,31%	12.031.079
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(13,84%)	(31.946.058)	(5,96%)	(16.641.621)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas		-		-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de períodos anteriores	(0,17%)	(384.624)	7,85%	21.894.932
Ajustes por impuestos diferidos de períodos anteriores	0,14%	312.787	(8,50%)	(23.707.908)
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)	21,39%	49.394.018	7,53%	21.015.395
<b>Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables</b>	<b>(1,20%)</b>	<b>(2.764.401)</b>	<b>(7,26%)</b>	<b>(20.253.567)</b>
<b>(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas</b>	<b>(25,20%)</b>	<b>(58.176.103)</b>	<b>(29,76%)</b>	<b>(83.040.843)</b>

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 16.a.

## 32. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

### 32.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se encuentra estructurada sobre la base del enfoque prioritario a su negocio principal, constituido 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 Administración para la toma de decisiones, la información por segmentos se presenta siguiendo una distribución geográfica por país:

- Chile (Operaciones discontinuadas)
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

Dado que la organización societaria de Endesa Chile coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, los segmentos, la información que se presenta a continuación se basa en la información financiera de las sociedades que integran cada segmento.

La información financiera por segmentos se ha preparado sobre la base de las mismas políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de Enersis Américas. En este contexto y considerando el proceso de reestructuración societaria en curso, descrito en Nota 5.1, la información financiera relacionada a la operación fuera de Chile se presenta como operaciones continuadas, en tanto que la información financiera relacionada con operaciones en Chile se presenta como mantenida para distribución a los propietarios, en el caso de los activos y pasivos, y como operaciones discontinuadas, en el caso de las cuentas de resultados.

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

### 32.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.

Linea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>ACTIVOS</b>								
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	689.972.522	3.974.309.548	1.171.250.360	2.233.248.507	1.009.315.482	1.706.003.655	2.870.538.364	7.913.561.710
Efectivo y equivalentes al efectivo	216.418.087	158.234.836	206.197.412	174.458.784	801.592.779	852.469.724	1.224.208.278	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	14.365.083	11.466.253	21.356.809	34.171.369	100.950.007	22.624.824	136.671.899	68.262.446
Otros activos no financieros, corriente	20.585.255	26.895.066	76.556.390	72.076.278	2.256.671	3.017.713	99.398.316	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	333.875.290	281.533.993	791.026.482	802.286.571	5.300.392	4.311.003	1.130.202.164	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	66.129.205	69.698.172	19.642.587	27.676.364	87.253.113	(93.807.606)	173.024.905	3.566.930
Inventarios corrientes	31.634.328	33.665.661	44.636.346	61.185.174	2.039.433	207.062	78.310.107	95.057.897
Activos por impuestos corrientes, corriente	6.965.274	3.751.263	11.834.334	11.961.862	9.923.087	31.741.463	28.722.695	47.454.588
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	3.389.064.304	-	1.049.432.105	-	885.439.472	-	5.323.935.881
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	3.485.043.260	4.070.922.143	3.641.873.731	4.091.696.107	375.984.805	627.025.569	7.502.901.796	7.535.592.681
Otros activos financieros no corrientes	1.411.020	625.982	522.487.327	488.884.301	18.553	17.921	523.916.900	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes	9.556.032	9.847.779	58.982.824	54.741.348	13.006.163	12.973.581	81.545.019	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	289.772.775	310.451.501	47.874.122	88.178.936	61.701	65.427	337.708.598	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	289.616	355.485	-	-	289.616	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	78.626.077	478.361.882	29.658.669	491.519.716	(77.160.864)	(938.921.153)	31.123.882	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	34.037.599	33.665.518	995.794.095	933.484.014	13.955.782	14.249.740	1.043.787.476	981.399.272
Plusvalía	5.179.755	100.700.655	79.402.173	76.703.162	363.744.317	266.795.230	448.326.245	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	3.027.532.291	3.097.266.606	1.856.702.615	1.905.927.300	926.297	372.727	4.885.161.203	5.003.566.633
Activos por impuestos diferidos	38.927.711	40.002.220	50.682.290	51.901.845	61.432.856	17.420.958	151.042.857	109.325.023
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>4.175.015.782</b>	<b>8.045.231.691</b>	<b>4.813.124.091</b>	<b>6.324.944.614</b>	<b>1.385.300.287</b>	<b>1.078.978.086</b>	<b>10.373.440.160</b>	<b>15.449.154.391</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.

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>								
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	940.777.398	2.735.116.868	1.505.775.436	1.838.355.464	88.526.257	(68.091.532)	2.535.079.091	4.505.380.800
Otros pasivos financieros corrientes	217.567.895	230.270.298	266.046.339	206.125.030	255.497.533	251.478.180	739.111.767	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	393.904.827	342.712.347	953.313.212	1.037.064.551	64.880.758	73.047.309	1.412.098.797	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	164.041.337	104.568.189	166.240.380	72.131.804	(233.774.480)	(66.802.485)	96.507.237	109.897.508
Otras provisiones corrientes	63.681.589	81.419.354	56.931.552	45.879.822	688.435	-	121.301.576	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	97.116.840	91.117.121	29.372.351	24.166.415	-	27.324.424	126.489.191	142.607.960
Otros pasivos no financieros corrientes	4.464.910	1.951.295	33.871.602	35.966.491	1.234.011	1.308.553	39.570.523	39.226.339
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.883.078.264	-	417.021.351	-	(354.447.513)	-	1.945.652.102
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	1.349.829.235	1.313.277.539	1.586.855.654	1.559.780.584	(133.750.844)	(119.092.912)	2.802.934.045	2.753.965.211
Otros pasivos financieros no corrientes	989.514.873	941.834.867	912.017.838	883.297.767	22.328.659	22.163.958	1.923.861.370	1.847.296.592
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	87.226.278	97.364.873	157.108.733	178.027.558	7.899.632	8.151.823	252.234.643	283.544.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	13.378.124	10.685.702	169.169.812	157.179.286	(182.547.936)	(167.864.988)	-	-
Otras provisiones no corrientes	51.736.461	41.883.233	149.737.157	141.808.620	156.486	156.431	201.630.104	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	169.869.168	181.262.110	33.673.840	34.940.876	16.041.689	15.701.629	219.584.697	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	20.241.412	21.548.342	163.795.974	163.123.897	2.370.626	2.598.235	186.408.012	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.862.919	18.698.412	1.352.300	1.402.580	-	-	19.215.219	20.100.992
<b>PATRIMONIO NETO</b>	1.884.409.149	3.996.837.284	1.720.493.001	2.926.808.566	1.430.524.874	1.266.162.530	5.035.427.024	8.189.808.380
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>	1.884.409.149	3.996.837.284	1.720.493.001	2.926.808.566	1.430.524.874	1.266.162.530	5.582.146.711	8.189.808.380
Capital emitido	620.856.306	1.476.722.861	491.422.366	860.651.565	2.463.060.338	3.467.073.560	3.575.339.010	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	266.375.467	2.358.601.470	58.857.749	1.414.711.314	1.817.010.968	(392.651.261)	2.142.244.184	3.380.661.523
Primas de emisión	25.349.179	206.058.198	2.978.709	3.547.484	(28.327.888)	(209.605.682)	-	-
Otras reservas	971.828.197	(44.545.245)	1.167.234.177	647.898.203	(2.821.218.544)	(1.598.654.087)	(2.135.436.483)	(995.301.129)
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	1.453.280.313	2.163.659.095
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>4.175.015.782</b>	<b>8.045.231.691</b>	<b>4.813.124.091</b>	<b>6.324.944.614</b>	<b>1.385.300.287</b>	<b>1.078.978.086</b>	<b>10.373.440.160</b>	<b>15.449.154.391</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.

Línea de Negocio	Generación		Distribución		Holdings y Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>								
<b>INGRESOS</b>	<b>510.636.396</b>	<b>392.574.642</b>	<b>864.659.219</b>	<b>986.780.251</b>	<b>(109.757.678)</b>	<b>(75.694.967)</b>	<b>1.265.537.937</b>	<b>1.303.659.926</b>
Ingresos de actividades ordinarias	490.418.383	381.172.812	833.498.369	865.447.148	(109.535.447)	(75.649.862)	1.214.381.305	1.170.970.098
Ventas de energía	429.826.960	322.798.584	712.592.186	797.872.368	(101.199.689)	(66.811.007)	1.041.219.457	1.053.859.945
Otras ventas	5.915.603	4.110.159	457.035	2.637.323	3.515.716	-	9.888.354	6.747.482
Otras prestaciones de servicios	54.675.820	54.264.069	120.449.148	64.937.457	(11.851.474)	(8.838.855)	163.273.494	110.362.671
Otros ingresos	20.218.013	11.401.830	31.160.850	121.333.103	(222.231)	(45.105)	51.156.632	132.689.828
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(222.295.436)</b>	<b>(130.606.752)</b>	<b>(520.984.144)</b>	<b>(588.886.771)</b>	<b>111.862.015</b>	<b>75.895.770</b>	<b>(631.417.565)</b>	<b>(643.597.753)</b>
Compras de energía	(78.506.987)	(26.472.391)	(414.598.052)	(495.647.578)	109.218.927	69.978.947	(383.886.112)	(452.141.022)
Consumo de combustible	(93.476.142)	(61.655.464)	-	-	-	-	(93.476.142)	(61.655.464)
Gastos de transporte	(33.572.410)	(29.808.058)	(34.534.565)	(40.279.837)	6.134.542	6.353.730	(61.972.433)	(63.734.165)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(16.739.897)	(12.670.839)	(71.851.527)	(52.959.356)	(3.491.454)	(436.907)	(92.082.878)	(66.067.102)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>288.340.960</b>	<b>261.967.890</b>	<b>343.675.075</b>	<b>397.893.480</b>	<b>2.104.337</b>	<b>200.803</b>	<b>634.120.372</b>	<b>660.062.173</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.364.201	1.633.944	12.115.354	11.105.577	39.772	40.737	13.519.327	12.780.258
Gastos por beneficios a los empleados	(22.431.148)	(25.439.621)	(73.093.069)	(88.751.768)	(7.069.028)	(3.247.292)	(102.593.245)	(117.438.681)
Otros gastos, por naturaleza	(24.593.896)	(23.977.674)	(86.341.666)	(110.015.395)	(8.056.542)	(686.914)	(118.992.104)	(134.679.983)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>242.680.117</b>	<b>214.184.539</b>	<b>196.355.694</b>	<b>210.231.894</b>	<b>(12.981.461)</b>	<b>(3.692.666)</b>	<b>426.054.350</b>	<b>420.723.767</b>
Gasto por depreciación y amortización	(34.695.487)	(36.741.314)	(41.301.764)	(44.374.857)	(57.280)	108.765	(76.054.531)	(81.007.406)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(995.723)	228.627	(9.849.323)	(10.091.913)	(1.106.337)	(50)	(11.951.383)	(9.863.336)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>206.988.907</b>	<b>177.671.852</b>	<b>145.204.607</b>	<b>155.765.124</b>	<b>(14.145.078)</b>	<b>(3.583.951)</b>	<b>338.048.436</b>	<b>329.853.025</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(12.548.703)</b>	<b>(17.421.228)</b>	<b>(95.514.669)</b>	<b>(46.130.494)</b>	<b>2.855.190</b>	<b>12.418.937</b>	<b>(105.208.182)</b>	<b>(51.132.785)</b>
<b>Ingresos financieros</b>	<b>10.339.827</b>	<b>5.986.227</b>	<b>26.746.950</b>	<b>26.733.547</b>	<b>9.750.860</b>	<b>7.821.497</b>	<b>46.837.637</b>	<b>40.541.271</b>
Efectivo y otros medios equivalentes	8.525.100	4.953.329	3.680.242	-	9.027.212	-	21.232.554	4.953.329
Otros ingresos financieros	1.814.727	1.032.898	23.066.708	-	723.648	-	25.605.083	1.032.898
<b>Costos financieros</b>	<b>(38.404.740)</b>	<b>(16.340.528)</b>	<b>(127.605.388)</b>	<b>(73.257.132)</b>	<b>3.818.083</b>	<b>(4.176.627)</b>	<b>(162.192.045)</b>	<b>(93.774.287)</b>
Préstamos bancarios	(4.746.268)	(4.641.224)	(7.513.711)	-	(45)	-	(12.260.024)	(4.641.224)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(22.317.699)	(18.361.055)	(22.662.309)	-	(3.405.328)	-	(48.385.336)	(18.361.055)
Otros	(11.340.773)	6.661.752	(97.429.368)	-	7.223.456	-	(101.546.685)	6.661.752
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	(182.690)	441.423	(182.690)	441.423
Diferencias de cambio	15.516.210	(7.066.927)	5.343.769	393.091	(10.531.063)	8.332.644	10.328.916	1.658.808
Positivas	37.750.905	(1.553.797)	7.243.746	911.867	5.285.128	24.234.296	50.279.779	23.592.366
Negativas	(22.234.695)	(5.513.130)	(1.899.977)	(518.776)	(15.816.191)	(15.901.652)	(39.950.863)	(21.933.558)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	310.739	-	420.755	331.509	(44.907)	(8.635)	686.587	322.874
Otras ganancias (pérdidas)	(393.196)	11.282	(2.223.703)	175	(27.851)	-	(2.644.750)	11.457
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	265	-	265	-
Resultados en Ventas de Activos	(393.196)	11.282	(2.223.703)	175	(28.116)	-	(2.645.015)	11.457
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>194.357.747</b>	<b>160.261.906</b>	<b>47.886.990</b>	<b>109.966.314</b>	<b>(11.362.646)</b>	<b>8.826.351</b>	<b>230.882.091</b>	<b>279.054.571</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(71.031.274)	(62.922.533)	(32.942.095)	(34.219.564)	45.797.266	14.101.254	(58.176.103)	(83.040.843)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>123.326.473</b>	<b>97.339.373</b>	<b>14.944.895</b>	<b>75.746.750</b>	<b>34.434.620</b>	<b>22.927.605</b>	<b>172.705.988</b>	<b>196.013.728</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	113.902.237	35.070.433	113.902.237	35.070.433
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>123.326.473</b>	<b>97.339.373</b>	<b>14.944.895</b>	<b>75.746.750</b>	<b>148.336.857</b>	<b>57.998.038</b>	<b>286.608.225</b>	<b>231.084.161</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	123.326.473	97.339.373	14.944.895	75.746.750	148.336.857	57.998.038	286.608.225	231.084.161
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora</b>							<b>176.437.108</b>	<b>153.074.436</b>
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras</b>							<b>110.171.117</b>	<b>78.009.725</b>
<b>País</b>	<b>Generación</b>	<b>Distribución</b>	<b>Holdings y Eliminaciones</b>	<b>Totales</b>				
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>	<b>31-03-2016 M\$</b>	<b>31-03-2015 M\$</b>	<b>31-03-2016 M\$</b>	<b>31-03-2015 M\$</b>	<b>31-03-2016 M\$</b>	<b>31-03-2015 M\$</b>	<b>31-03-2016 M\$</b>	<b>31-03-2015 M\$</b>
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	285.976.371	259.315.560	125.412.004	164.778.409	(23.964.485)	(35.182.273)	387.423.890	388.911.696
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(85.236.581)	(118.137.932)	(115.783.530)	(206.723.782)	(30.562.019)	(129.232.021)	(231.582.130)	(454.093.735)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(177.751.348)	(351.158.610)	8.577.914	(88.892.236)	(84.418.674)	127.562.452	(253.592.108)	(312.488.394)

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

## 32.3 Países.

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS</b>														
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	1.238.696.309	7.206.153.017	343.678.733	335.086.963	807.180.856	790.909.682	436.312.879	372.444.839	254.150.623	246.261.307	(209.481.036)	(1.037.294.098)	2.870.538.364	7.913.561.710
Efectivo y equivalentes al efectivo	792.318.367	842.075.831	53.992.447	46.181.049	149.292.015	91.204.686	191.603.244	156.927.518	37.002.205	48.774.260	-	-	1.224.208.278	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	98.653.344	16.360.472	2.159.511	694.177	33.090.738	48.170.095	2.768.306	3.037.702	-	-	-	-	136.671.899	68.262.446
Otros activos no financieros, corriente	(78.195)	41.022	2.884.785	2.763.894	76.660.192	80.268.243	7.784.236	9.724.564	12.147.298	9.191.334	-	-	99.398.316	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.389.898	729.821	242.525.373	216.550.824	507.772.854	536.725.492	205.284.738	179.304.792	172.217.305	154.034.146	1.011.996	786.492	1.130.202.164	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	340.233.617	72.105.375	20.929.898	24.224.813	19.206.090	19.560.577	1.671.966	1.476.366	1.292.410	(210.493.032)	(115.699.270)	-	173.024.905	3.566.930
Inventarios corrientes	1.361.320	-	16.854.445	40.147.347	1.983.884	900.446	27.191.454	21.381.902	30.919.004	32.628.202	-	-	78.310.107	95.057.897
Activos por impuestos corrientes, corriente	4.817.958	28.523.295	4.332.274	4.524.859	19.175.083	14.060.143	8.935	5.336	388.445	340.955	-	-	28.722.695	47.454.588
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	6.246.317.201	-	-	-	-	-	-	-	-	(922.381.320)	-	-	5.323.935.881
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	4.439.391.661	4.419.757.344	884.974.631	989.117.985	2.099.343.371	2.026.630.282	2.661.884.198	2.655.603.106	1.564.563.716	1.626.705.797	(4.147.255.781)	(4.182.221.833)	7.502.901.796	7.535.592.681
Otros activos financieros no corrientes	-	-	21.972	21.751	522.475.615	488.876.852	1.411.751	616.296	7.562	13.305	-	-	523.916.990	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes	9.807.779	9.809.121	3.293.748	3.927.495	65.401.313	60.707.204	3.389.985	3.380.076	-	-	(347.806)	(261.188)	81.545.019	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	286.458.929	307.327.055	41.395.188	81.551.731	9.854.481	9.817.078	-	-	-	-	337.708.598	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	289.616	355.485	36.113.909	34.884.531	-	-	-	-	(36.113.909)	(34.884.531)	289.616	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.368.164.256	4.392.452.234	28.239.928	33.278.110	-	-	29.646.066	29.497.710	79.612.015	78.272.852	(4.474.538.383)	(4.502.540.461)	31.123.882	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	1.520.740	1.901.334	973.701.650	910.420.453	37.478.855	36.607.957	31.086.231	32.469.528	-	-	1.043.787.476	981.399.272
Plusvalía	-	-	897.854	1.070.609	79.402.172	76.703.162	4.281.902	4.285.457	-	6.675.472	363.744.317	355.464.347	448.328.245	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	-	-	563.745.722	640.616.088	313.759.472	307.829.742	2.553.798.101	2.545.846.163	1.453.857.908	1.509.274.640	-	-	4.885.161.203	5.003.566.633
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	61.419.626	17.495.989	506.122	620.058	67.094.052	65.656.607	22.023.057	25.552.369	-	-	-	-	151.042.857	109.325.023
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>5.678.087.970</b>	<b>11.625.910.361</b>	<b>1.228.653.364</b>	<b>1.324.204.948</b>	<b>2.906.524.227</b>	<b>2.817.539.964</b>	<b>3.098.197.077</b>	<b>3.028.047.945</b>	<b>1.818.714.339</b>	<b>1.872.967.104</b>	<b>(4.356.736.817)</b>	<b>(5.219.515.931)</b>	<b>10.373.440.160</b>	<b>15.449.154.391</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	
	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	379.097.015	2.214.708.056	672.345.101	650.930.971	583.315.599	649.275.989	626.594.803	599.400.597	286.312.571	313.823.925	(213.085.998)	87.241.262	2.535.079.091	4.505.380.800
Otros pasivos financieros corrientes	256.497.533	251.988.261	26.535.976	30.883.517	148.885.498	136.422.798	220.256.701	170.601.821	87.936.059	97.977.111	-	-	739.111.767	687.873.598
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	54.644.785	30.630.264	539.967.239	524.765.510	369.177.963	438.614.827	329.779.729	258.880.100	117.019.717	149.516.849	1.509.364	50.416.657	1.412.098.797	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	68.266.263	37.738.990	22.561.669	23.671.742	53.717.766	50.826.174	140.230.155	30.878.126	26.326.746	8.587.452	(214.595.362)	(41.804.676)	96.507.237	109.897.508
Otras provisiones corrientes	688.434	3.595	41.831.736	30.169.043	1.728.555	2.144.014	60.510.138	77.759.932	16.542.713	17.222.592	-	-	121.301.576	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	-	27.324.425	41.448.481	41.441.159	6.474.539	19.959.622	74.582.629	49.992.270	3.983.542	3.890.484	-	-	126.489.191	142.607.960
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	3.831.278	1.308.554	1.235.451	1.288.348	34.503.794	36.629.437	-	-	39.570.523	39.226.339
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.867.022.821	-	-	-	-	-	-	-	-	-	78.629.281	-	1.945.652.102
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	30.913.006	25.261.654	348.412.365	393.937.987	793.277.861	725.609.705	1.157.214.547	1.113.128.603	536.632.142	555.256.672	(63.515.876)	(59.229.410)	2.802.934.045	2.753.965.211
Otros pasivos financieros no corrientes	22.328.659	22.163.958	31.830.138	38.637.260	481.536.172	424.551.031	1.047.871.076	1.012.352.174	340.295.325	349.592.169	-	-	1.923.861.370	1.847.296.592
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	6.213.721	-	216.598.666	249.256.884	27.567.733	25.765.233	-	-	8.068.245	8.522.137	(6.213.722)	-	252.234.643	283.544.254
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	36.961.210	35.830.861	20.340.944	23.538.549	-	-	-	-	(57.302.154)	(59.229.410)	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	9.984.675	10.544.604	140.744.234	132.216.036	46.470.073	36.538.802	4.431.122	4.548.842	-	-	201.630.104	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	41.270.701	46.358.947	16.059.622	15.701.628	-	-	162.254.374	169.844.040	-	-	219.584.697	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	2.370.626	3.097.696	11.766.975	13.509.431	107.029.156	103.777.228	62.873.398	64.237.627	2.367.857	2.648.492	-	-	186.408.012	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	19.215.219	20.100.992	-	-	19.215.219	20.100.992
<b>PATRIMONIO NETO</b>	5.268.077.949	9.385.940.651	207.895.898	279.335.990	1.529.430.767	1.442.654.270	1.114.387.727	1.325.518.745	995.769.626	1.003.886.507	(4.080.134.943)	(5.247.527.783)	5.035.427.024	8.189.808.380
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	5.268.077.949	9.385.940.651	207.895.898	279.335.990	1.529.430.767	1.442.654.270	1.114.387.727	1.325.518.745	995.769.626	1.003.886.507	(4.080.134.943)	(5.247.527.783)	5.035.427.024	8.189.808.380
Capital emitido	4.492.066.477	8.275.947.680	132.218.351	157.658.399	224.287.861	216.661.867	149.327.441	149.451.431	467.051.393	484.427.384	(1.889.622.513)	(3.479.698.755)	3.575.339.010	5.804.447.986
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.033.604.979	3.903.767.587	(29.752.120)	24.530.244	167.277.697	144.278.288	36.002.966	322.708.452	44.485.063	66.656.282	(109.374.401)	(1.081.279.330)	2.142.244.184	3.380.661.523
Primas de emisión	120.709.147	206.574.859	-	-	554.400.879	535.555.881	28.280.027	2.981.182	47.862	49.641	(703.437.915)	(745.161.563)	-	-
Otras reservas	(1.378.302.654)	3.000.349.455	105.429.667	97.147.347	583.464.330	546.158.234	900.777.293	850.377.680	484.175.308	452.753.200	(1.377.700.114)	58.611.865	(2.135.436.483)	(3.158.960.224)
<b>Participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.453.280.313	2.163.659.095
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>	<b>5.678.087.970</b>	<b>11.625.910.361</b>	<b>1.228.653.364</b>	<b>1.324.204.948</b>	<b>2.906.524.227</b>	<b>2.817.539.964</b>	<b>3.098.197.077</b>	<b>3.028.047.945</b>	<b>1.818.714.339</b>	<b>1.872.967.104</b>	<b>(4.356.736.817)</b>	<b>(5.219.515.931)</b>	<b>10.373.440.160</b>	<b>15.449.154.391</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	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	<b>4.878.068</b>	<b>(335.610)</b>	<b>204.478.475</b>	<b>214.685.098</b>	<b>386.115.289</b>	<b>528.572.585</b>	<b>419.843.705</b>	<b>356.127.730</b>	<b>250.222.400</b>	<b>204.078.722</b>	<b>MS -</b>	<b>MS -</b>	<b>531.401</b>	<b>1.265.537.937</b>
Ingresos de actividades ordinarias	4.714.375	(332.814)	189.629.932	115.332.657	372.570.690	497.876.367	418.238.719	354.981.176	249.027.589	202.581.311	-	-	531.401	1.170.970.098
Ventas de energía	-	-	139.802.128	85.528.247	292.373.542	461.858.766	385.695.544	320.992.623	223.348.243	185.480.309	-	-	1.041.219.457	1.053.859.945
Otras ventas	3.515.717	-	36.753	46.079	321.732	1.715.244	1.780.022	1.474.787	4.234.130	3.511.372	-	-	9.888.354	6.747.482
Otras prestaciones de servicios	1.198.658	(332.814)	29.991.051	29.799.551	79.875.416	34.302.357	30.763.153	32.513.766	21.445.216	13.589.630	-	-	531.401	110.362.671
Otros ingresos	163.693	(2.796)	34.648.543	99.352.441	13.544.599	30.696.218	1.604.986	1.146.554	1.194.811	1.497.411	-	-	-	51.156.632
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	<b>(2.833.924)</b>	<b>-</b>	<b>(83.230.371)</b>	<b>(66.744.228)</b>	<b>(218.390.672)</b>	<b>(332.870.304)</b>	<b>(200.773.732)</b>	<b>(143.286.808)</b>	<b>(126.188.866)</b>	<b>(100.696.413)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(631.417.565)</b>	<b>(632.597.753)</b>
Compras de energía	-	-	(60.193.482)	(44.415.187)	(126.406.563)	(259.058.183)	(124.745.032)	(88.397.749)	(73.056.537)	(61.073.434)	515.502	-	803.531	(383.896.112)
Consumo de combustible	-	-	(21.109.840)	(19.374.819)	(17.025.776)	(14.193.423)	(25.845.295)	(7.104.509)	(29.695.231)	(20.982.713)	-	-	-	(93.476.142)
Gastos de transporte	-	-	(480.554)	(577.110)	(16.105.835)	(21.918.174)	(32.614.480)	(32.614.480)	(12.256.062)	(6.291.368)	(515.502)	-	(803.531)	(61.972.433)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(2.833.924)	-	(1.446.495)	(2.377.112)	(58.852.498)	(37.700.524)	(17.768.925)	(16.640.568)	(11.181.036)	(9.348.898)	-	-	-	(92.082.878)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	<b>2.044.144</b>	<b>(335.610)</b>	<b>121.248.104</b>	<b>147.940.870</b>	<b>167.724.617</b>	<b>195.702.281</b>	<b>219.069.973</b>	<b>212.840.922</b>	<b>124.033.534</b>	<b>103.382.309</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>531.401</b>	<b>634.120.372</b>
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	7.631.751	9.227.944	3.501.774	895.950	1.360.713	2.235.306	1.025.089	1.055.941	-	-	(634.883)	13.519.327
Gastos por beneficios a los empleados	(4.848.427)	(1.016.830)	(52.677.076)	(65.468.379)	(22.444.373)	(26.735.032)	(11.614.937)	(11.008.432)	(10.558.127)	-	-	-	-	(117.438.681)
Otros gastos, por naturaleza	(4.113.926)	(173.713)	(31.151.450)	(44.121.344)	(45.138.902)	(46.077.555)	(25.864.880)	(32.861.434)	(12.721.946)	(11.559.419)	-	-	103.482	(118.992.104)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(6.918.209)</b>	<b>(1.526.153)</b>	<b>45.051.329</b>	<b>47.579.091</b>	<b>103.642.116</b>	<b>123.785.644</b>	<b>182.950.869</b>	<b>166.564.481</b>	<b>101.328.245</b>	<b>82.320.704</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>420.723.767</b>
Gasto por depreciación y amortización	(144.304)	-	(10.237.168)	(10.789.881)	(22.878.200)	(25.638.212)	(23.071.851)	(24.720.492)	(19.723.008)	(19.858.821)	-	-	-	(81.074.406)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.068.657)	-	(917.285)	(526.233)	(8.068.231)	(9.281.207)	(1.382.540)	319.581	(514.670)	(375.477)	-	-	-	(9.863.336)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(8.131.170)</b>	<b>1.526.153</b>	<b>33.896.876</b>	<b>36.262.977</b>	<b>72.695.685</b>	<b>88.866.225</b>	<b>158.496.478</b>	<b>144.163.570</b>	<b>81.090.567</b>	<b>62.086.406</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>329.853.025</b>
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(5.231.341)</b>	<b>7.723.905</b>	<b>(51.933.273)</b>	<b>(24.241.751)</b>	<b>(11.636.453)</b>	<b>(2.471.339)</b>	<b>(30.637.754)</b>	<b>(14.959.222)</b>	<b>(5.079.361)</b>	<b>(6.745.823)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.438.555)</b>	<b>(51.132.785)</b>
Ingresos financieros	9.606.542	5.505.673	8.898.425	3.150.826	24.331.848	16.688.116	3.617.765	2.419.986	951.916	2.093.583	(528.859)	-	(796.913)	46.837.637
Efectivo y otros medios equivalentes	8.673.512	5.498.732	7.229.471	2.002.846	2.210.519	5.806.621	2.751.768	1.621.856	367.284	794.971	-	-	-	21.232.554
Otros ingresos financieros	933.030	6.941	1.628.954	1.147.980	22.121.329	22.361.495	865.997	798.130	584.632	1.298.612	(528.859)	-	(796.913)	24.816.245
<b>Costos financieros</b>	<b>(5.305.248)</b>	<b>(6.516.784)</b>	<b>(75.284.665)</b>	<b>(23.961.986)</b>	<b>(41.077.859)</b>	<b>(39.637.155)</b>	<b>(34.810.464)</b>	<b>(17.510.783)</b>	<b>(6.242.668)</b>	<b>(6.944.494)</b>	<b>528.859</b>	<b>-</b>	<b>796.915</b>	<b>(162.192.045)</b>
Préstamos bancarios	(39)	-	(778.642)	(2.074.605)	(6.818.947)	(3.996.505)	(3.257.829)	(1.558.110)	(1.404.567)	(1.746.980)	-	-	-	(9.376.200)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(3.405.329)	(3.323.806)	-	-	(11.999.875)	(15.629.214)	(28.770.941)	(24.066.065)	(4.209.191)	(4.520.042)	-	-	-	(48.385.336)
Otros	(1.899.880)	(3.192.978)	(74.506.023)	(21.887.381)	(22.259.037)	(20.011.436)	(2.781.694)	8.113.392	(628.910)	(677.472)	528.859	-	796.915	(101.546.685)
Resultados por Unidades de Reajuste	(182.690)	441.423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(182.690)
Diferencias de cambio	(10.039.945)	8.233.953	(4.330.591)	(3.430.591)	5.109.558	8.997.700	554.945	131.575	211.391	(1.894.912)	-	-	-	1.658.808
Positivas	5.901.790	24.626.260	33.818.144	1.524.605	12.428.544	14.293.253	2.049.241	662.809	2.949.267	1.015.222	(6.667.207)	-	-	50.279.779
Negativas	(15.941.735)	(16.332.667)	(19.125.177)	(4.955.196)	(7.318.986)	(5.295.553)	(1.494.296)	531.234	(2.737.876)	(2.910.134)	6.667.207	-	-	(39.950.863)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	(44.908)	(8.635)	321.546	9.462	-	-	409.949	322.047	-	-	-	-	-	686.587
Otras ganancias (pérdidas)	6.265	-	(54.292)	-	(1.798.439)	-	(950.052)	11.457	151.768	-	-	-	-	(2.644.750)
Resultado de Otras Inversiones	265	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	265
Resultados en Ventas de Activos	6.000	-	(54.292)	-	(1.798.439)	-	(950.052)	11.457	151.768	-	-	-	-	(2.645.015)
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>(14.091.154)</b>	<b>6.189.117</b>	<b>(17.769.143)</b>	<b>12.030.688</b>	<b>59.260.793</b>	<b>86.394.886</b>	<b>127.318.621</b>	<b>129.537.852</b>	<b>76.162.974</b>	<b>55.340.583</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.438.555)</b>	<b>279.054.571</b>
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	48.345.245	16.551.116	(10.106.052)	(1.610.130)	(20.336.063)	(24.894.384)	(54.499.480)	(53.790.052)	(21.579.753)	(19.297.393)	-	-	-	(83.040.843)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	<b>34.254.091</b>	<b>22.740.233</b>	<b>(27.875.195)</b>	<b>10.420.558</b>	<b>38.924.730</b>	<b>61.500.502</b>	<b>72.819.141</b>	<b>75.747.800</b>	<b>54.583.221</b>	<b>36.043.190</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.438.555)</b>	<b>172.705.988</b>
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	113.902.237	35.132.750	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(62.317)
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	<b>148.156.328</b>	<b>57.872.983</b>	<b>(27.875.195)</b>	<b>10.420.558</b>	<b>38.924.730</b>	<b>61.500.502</b>	<b>72.819.141</b>	<b>75.747.800</b>	<b>54.583.221</b>	<b>36.043.190</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>(10.500.872)</b>	<b>286.608.225</b>
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	148.156.328	57.872.983	(27.875.195)	10.420.558	38.924.730	61.500.502	72.819.141	75.747.800	54.583.221	36.043.190	-	-	-	231.084.161
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	176.437.108
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	153.074.436

  

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2015 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2015 M\$
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	134.578.713	76.636.522	47.454.253	97.742.250	83.864.872	66.473.327	94.540.004	102.264.432	25.933.256	46.918.032	1.052.792	(1.122.867)	387.423.890	388.911.696
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(57.312.342)	(92.895.847)	(26.968.647)	(84.384.320)	(39.067.827)	(65.489.049)	(54.734.644)	(89.219.267)	(28.561.849)	(57.997.595)	(24.936.821)	(64.107.657)	(231.582.130)	(454.093.735)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(269.974.147)	(86.229.187)	(3.890.587)	(1.550.092)	(10.734.989)	(20.082.047)	(6.428.541)	(243.572.501)	(7.868.292)	(26.217.944)	23.834.470	65.163.377	(253.592.108)	(312.488.394)

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



## 32.4 Generación y Distribución por países.

### a) Generación

Línea de Negocio	Generación														
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales		
Pais	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	-	5.216.028.617	160.740.678	143.791.564	123.687.665	109.584.185	264.047.347	172.957.080	178.971.141	172.786.358	(37.474.309)	-	1.840.838.256	689.972.522	3.974.309.548
Electivo y equivalentes al efectivo	-	13.726.062	23.079.054	21.513.878	24.673.030	22.236.032	141.956.855	66.939.946	26.709.148	33.818.918	-	-	-	216.418.067	158.234.836
Otros activos financieros corrientes	-	2.649.187	-	-	11.621.543	5.824.350	2.743.540	2.992.716	-	-	-	-	-	14.365.083	11.466.253
Otros activos no financieros, corriente	-	47	1.190.669	1.458.900	7.760.684	11.386.388	5.120.603	7.812.064	6.513.299	6.237.667	-	-	-	20.585.255	26.895.066
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	15.361	111.143.240	91.879.708	37.718.049	27.816.899	94.475.784	80.179.914	90.076.104	81.432.845	462.113	-	209.266	333.875.290	281.533.993
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	28.482.912	21.029.158	24.188.529	37.063.026	40.682.826	11.534.744	7.299.356	34.438.699	28.001.327	(37.936.422)	-	(58.956.778)	66.129.205	69.698.172
Inventarios corrientes	-	-	2.311.960	2.707.246	19.976	19.388	8.206.886	7.727.748	21.095.506	23.211.279	-	-	-	31.634.328	33.665.661
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	1.986.597	2.043.303	4.831.357	1.618.302	8.935	5.336	138.385	84.322	-	-	-	6.965.274	3.751.263
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	5.171.155.048	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.782.090.744)	-	3.389.064.304
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	-	34.135	463.273.565	514.526.563	385.887.580	377.376.503	1.801.668.456	1.807.828.818	857.256.125	903.328.613	(23.042.466)	-	467.827.511	3.485.043.260	4.070.922.143
Otros activos financieros no corrientes	-	-	-	-	1	1	1.403.458	612.676	7.561	13.305	-	-	-	1.411.020	625.982
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	3.019.638	3.600.646	5.430.903	5.159.456	1.105.491	1.087.677	-	-	-	-	-	9.556.032	9.847.779
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	279.735.176	301.118.584	7.919.452	7.390.854	2.118.147	1.942.063	-	-	-	-	-	289.772.775	310.451.501
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	23.042.466	24.422.654	-	-	-	-	(23.042.466)	-	(24.422.654)	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	2.079.267	2.083.893	33.674.789	32.530.127	-	-	42.872.021	40.166.814	-	-	403.581.048	78.626.077	478.361.882
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	35.860	44.948	2.447.330	2.367.312	21.097.382	20.180.823	10.457.027	11.072.435	-	-	-	34.037.599	33.665.518
Plusvalía	-	-	897.853	1.070.608	-	-	4.281.902	4.285.458	-	6.675.472	-	-	88.669.117	5.179.755	100.700.655
Propiedades, planta y equipo	-	-	176.999.649	205.987.826	292.365.075	284.339.062	1.754.248.051	1.761.539.131	803.919.516	845.400.582	-	-	-	3.027.532.291	3.097.266.606
Activos por impuestos diferidos	-	34.135	506.122	620.058	21.007.564	21.167.037	17.414.025	18.180.990	-	-	-	-	-	38.927.711	40.002.220
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	-	5.216.062.752	624.014.243	658.318.127	509.575.245	486.960.688	2.065.715.803	1.980.785.898	1.036.227.266	1.076.114.971	(60.516.775)	-	(1.373.010.745)	4.175.015.782	8.045.231.691

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

Línea de Negocio	Generación													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015
Pais	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>														
Otros pasivos financieros corrientes	-	1.828.533.074	223.813.432	219.381.678	117.410.388	126.744.267	478.434.642	349.716.663	137.711.681	149.548.832	(16.592.745)	61.192.354	940.777.398	2.735.116.868
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	417.400	26.535.976	30.356.957	2.102.607	1.718.719	130.331.094	135.606.953	88.598.218	62.170.269	-	16.847.277	217.567.895	230.270.298
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	158.892	130.912.739	121.997.587	52.002.999	47.259.646	156.365.973	89.385.378	53.691.701	67.063.567	931.415	16.847.277	393.904.827	342.712.347
Otras provisiones corrientes	-	2.336	22.075.114	22.841.700	54.232.977	57.806.281	89.641.668	22.926.498	15.615.738	11.770.115	(17.524.160)	-	164.041.337	104.568.189
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	2.841.122	2.744.275	-	-	54.754.658	72.379.364	6.085.809	6.295.715	-	-	63.681.589	81.419.354
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	41.448.481	41.441.159	6.474.538	19.959.621	46.496.747	28.563.318	2.697.074	1.153.023	-	-	97.116.840	91.117.121
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	2.597.267	-	844.502	855.152	1.023.141	1.096.143	-	-	4.464.910	1.951.295
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.827.954.446	-	-	-	-	-	-	-	-	-	55.123.818	-	1.883.078.264
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>														
Otros pasivos financieros no corrientes	-	199.807	200.180.992	218.971.414	29.013.793	34.180.263	918.833.728	831.187.905	245.724.752	277.281.858	(43.924.030)	48.543.708	1.349.829.235	1.313.277.539
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	31.830.138	38.637.260	3.169.774	3.012.998	860.050.018	781.500.274	94.464.943	118.684.335	-	-	989.514.873	941.834.867
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	86.815.784	94.453.409	410.494	2.911.464	-	-	-	-	-	-	87.226.278	97.364.873
Otras provisiones no corrientes	-	-	36.961.210	35.630.861	20.340.944	23.598.549	-	-	-	-	(43.924.030)	(48.543.708)	13.378.124	10.685.702
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	41.270.700	46.358.947	17.934	4.697.252	42.535.439	32.991.300	4.126.375	4.234.681	-	-	51.736.461	41.885.233
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	199.807	3.303.160	3.890.937	-	-	16.248.271	16.696.331	689.981	761.267	-	-	20.241.412	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	17.862.919	18.698.412	-	-	17.862.919	18.698.412
<b>PATRIMONIO NETO</b>														
<b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b>														
Capital emitido	-	3.387.329.871	200.019.819	219.965.035	363.151.064	326.036.158	668.447.433	799.881.330	652.790.833	649.284.281	-	(1.385.659.391)	1.884.409.149	3.996.837.284
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	3.387.329.871	200.019.819	219.965.035	363.151.064	326.036.158	668.447.433	799.881.330	652.790.833	649.284.281	-	(1.385.659.391)	1.884.409.149	3.996.837.284
Primas de emisión	-	2.041.622.319	69.494.179	82.865.510	93.345.660	90.172.688	146.376.481	146.498.021	311.639.986	323.227.193	-	(1.207.662.870)	620.856.306	1.476.722.861
Otras reservas	-	1.726.639.410	32.837.719	49.183.508	164.005.429	134.179.155	28.825.137	217.958.120	40.707.182	48.944.655	-	-	266.375.467	2.358.601.470
Participaciones no controladoras	-	206.008.557	-	-	-	-	25.301.318	-	47.861	49.641	-	-	25.349.179	206.058.198
	-	(586.940.415)	97.687.921	87.916.017	105.799.975	101.684.315	467.944.497	435.425.189	300.395.804	277.062.792	-	(359.693.143)	971.828.197	(44.545.245)
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>														
	-	5.216.062.752	624.014.243	658.318.127	509.575.245	486.960.688	2.065.715.803	1.980.785.898	1.036.227.266	1.076.114.971	(60.516.775)	(1.373.010.745)	4.175.015.782	8.045.231.691

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

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	-	-	59.538.105	54.576.321	84.766.188	83.813.714	237.924.054	157.079.057	128.408.049	96.574.149	-	531.401	510.636.396	392.574.642
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	45.109.738	44.127.345	80.174.454	83.813.714	237.348.581	156.562.718	127.785.610	96.137.634	-	531.401	490.418.383	381.172.812
Ventas de energía	-	-	23.966.360	19.246.485	69.012.987	67.190.151	235.561.561	155.068.658	101.286.052	81.273.290	-	-	429.826.960	322.796.584
Otras ventas	-	-	-	-	-	-	1.765.339	1.450.339	4.149.664	2.659.820	-	-	5.915.603	4.110.159
Otras prestaciones de servicios	-	-	21.143.378	24.880.860	11.161.467	16.623.563	-	21.081	23.721	22.349.894	-	531.401	54.675.820	54.284.069
Otros ingresos	-	-	14.428.367	10.448.976	10.448.976	4.591.734	575.473	516.339	622.439	436.515	-	-	20.218.013	11.401.830
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	-	-	(23.177.696)	(22.590.611)	(37.881.767)	(29.527.577)	(106.622.509)	(42.512.455)	(54.613.464)	(35.976.109)	-	-	(222.295.436)	(130.606.752)
Compras de energía	-	-	(268.973)	(418.729)	(17.797.728)	(12.292.355)	(54.578.124)	(12.218.992)	(6.377.664)	(2.345.846)	515.502	803.531	(78.506.987)	(26.472.391)
Consumo de combustible	-	-	(21.109.839)	(19.374.820)	(17.025.776)	(14.193.422)	(25.645.295)	(7.104.509)	(29.695.232)	(20.982.713)	-	-	(93.476.142)	(61.655.464)
Gastos de transporte	-	-	(392.335)	(422.306)	(3.039.365)	(3.041.800)	(17.374.275)	(16.214.335)	(12.250.333)	(9.323.986)	(515.502)	(803.531)	(33.572.410)	(29.808.058)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(1.406.549)	(2.374.766)	(18.899)	-	(9.024.819)	(6.972.519)	(6.289.635)	(3.323.564)	-	-	(16.739.897)	(12.670.839)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCION</b>	-	-	36.360.409	31.985.710	46.884.421	54.286.137	131.301.545	114.566.602	73.794.585	60.598.040	-	531.401	288.340.960	261.967.890
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	1.154.906	838.027	125.821	-	83.474	1.312.189	-	118.611	-	-	1.364.201	1.633.944
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(10.598.084)	(11.726.203)	(2.492.586)	(3.432.241)	(3.602.607)	(4.985.967)	(5.737.871)	(5.295.210)	-	-	(22.431.148)	(25.439.621)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(4.994.850)	(3.388.871)	(2.460.578)	(1.933.454)	(11.572.087)	(13.287.409)	(5.566.381)	(5.471.422)	-	103.482	(24.593.896)	(23.977.674)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION</b>	-	-	21.922.381	17.708.663	42.057.078	48.920.442	116.210.325	97.605.415	62.490.333	49.950.019	-	-	242.680.117	214.184.539
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(7.672.988)	(7.888.552)	(4.711.798)	(6.104.595)	(10.043.130)	(9.700.325)	(12.267.571)	(13.047.842)	-	-	(34.695.487)	(36.741.314)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	-	(84.562)	46.190	(911.161)	214.282	-	(31.845)	-	-	(995.723)	228.627
<b>RESULTADO DE EXPLOTACION</b>	-	-	14.249.393	9.820.111	37.260.718	42.862.037	105.256.034	88.119.372	50.222.762	36.870.332	-	-	206.988.907	177.671.852
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	-	-	11.756.534	(4.480.544)	155.354	6.754.024	(22.714.043)	(7.835.912)	(1.746.548)	(3.085.107)	-	(8.773.689)	(12.548.703)	(17.421.228)
<b>Ingresos financieros</b>	-	-	5.745.714	1.975.659	2.419.558	2.690.174	2.213.318	936.276	301.865	933.840	(340.628)	(549.722)	10.339.827	5.986.227
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	5.598.965	1.908.812	845.633	1.930.178	1.917.176	782.663	163.326	331.676	-	-	8.525.100	4.953.329
Otros ingresos financieros	-	-	146.749	66.847	1.573.925	759.996	296.142	153.613	138.539	602.164	(340.628)	(549.722)	1.814.727	1.032.898
<b>Costos financieros</b>	-	-	(8.194.062)	(2.773.619)	(2.995.328)	(2.773.665)	(25.408.149)	(8.811.593)	(2.147.829)	(2.531.373)	340.628	549.722	(38.404.740)	(16.340.528)
Préstamos bancarios	-	-	(747.852)	(1.662.178)	(1.016.605)	(51.567)	(3.108.521)	(1.558.110)	(788.287)	(1.369.369)	-	-	(4.746.268)	(4.641.224)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-	(21.497.224)	(17.597.355)	(820.475)	(763.700)	-	-	(22.317.699)	(18.361.055)
Otros	-	-	(7.446.207)	(1.111.441)	(2.893.723)	(2.722.098)	(802.404)	10.343.872	(539.067)	(398.303)	340.628	549.722	(11.340.773)	6.661.752
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	14.204.882	(3.682.584)	731.124	6.837.515	480.788	39.405	99.416	(1.487.574)	-	(8.773.689)	15.516.210	(7.066.927)
Positivas	-	-	33.325.565	1.121.788	6.092.277	12.109.809	1.457.424	363.085	1.796.143	452.513	(4.920.504)	(15.600.992)	37.750.905	(1.553.797)
Negativas	-	-	(19.120.683)	(4.804.372)	(5.361.153)	(5.272.294)	(976.636)	(323.680)	(1.696.727)	(1.940.087)	4.920.504	6.827.303	(22.234.695)	(5.513.130)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	310.739	-	-	-	-	-	-	-	-	-	310.739	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	(54.292)	-	-	-	(485.847)	11.282	146.943	-	-	-	(393.196)	11.282
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	(54.292)	-	-	-	(485.847)	11.282	146.943	-	-	-	(393.196)	11.282
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	-	-	26.262.374	5.339.567	37.416.072	49.616.061	82.056.144	80.294.742	48.623.157	33.785.225	-	(8.773.689)	194.357.747	160.261.906
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(10.001.674)	(1.562.266)	(12.849.052)	(17.092.269)	(17.092.269)	(34.839.953)	(12.772.047)	-	-	-	(71.031.274)	(62.922.533)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	-	-	16.260.700	3.777.301	24.567.020	32.523.792	47.216.191	48.798.791	35.282.562	21.013.178	-	(8.773.689)	123.326.473	97.339.373
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	-	-	16.260.700	3.777.301	24.567.020	32.523.792	47.216.191	48.798.791	35.282.562	21.013.178	-	(8.773.689)	123.326.473	97.339.373

  

País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	147.723.266	75.554.007	16.365.972	38.010.827	16.514.458	43.772.751	86.460.108	75.924.694	18.962.126	25.620.764	(49.559)	432.517	285.976.371	259.315.560
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(45.466.005)	6.459.176	(7.390.403)	(34.128.604)	(6.479.584)	(4.476.361)	(20.169.906)	(38.871.183)	(5.730.683)	(23.975.549)	-	(23.145.411)	(85.236.581)	(118.137.932)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(152.507.855)	(120.625.572)	(3.361.834)	1.937.824	(8.538.119)	(52.896.729)	5.973.448	(185.298.883)	(19.316.988)	(16.920.997)	-	5.973.448	(22.445.116)	(351.158.610)

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

b) Distribución

Línea de Negocio	País	Distribución												Totales	
		Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		31-03-2016	31-12-2015
		31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>		-	1.068.956.933	183.401.172	191.441.460	681.929.362	653.342.371	185.318.060	207.553.675	122.411.614	116.371.663	(1.809.847)	(4.417.595)	1.171.250.361	2.233.248.507
Efectivo y equivalentes al efectivo		-	10.694.452	30.912.708	24.665.201	115.373.885	34.293.476	49.646.388	89.987.572	10.264.431	14.818.083	-	-	206.197.412	174.456.784
Otros activos financieros corrientes		-	188.143	2.159.511	694.177	19.172.531	33.244.064	24.767	44.985	-	-	-	-	21.356.809	34.171.369
Otros activos no financieros, corriente		-	-	1.657.442	1.261.261	66.810.313	65.958.327	2.663.633	1.912.501	5.625.002	2.944.189	-	-	76.556.390	72.076.278
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes		-	105	131.375.468	124.663.167	469.466.714	508.562.286	110.808.955	99.124.879	79.415.765	69.883.209	(40.410)	52.925	791.026.482	802.286.571
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		-	8.208.642	412.536	239.991	535.627	1.564.236	3.189.749	2.829.584	17.274.112	19.302.467	(1.769.437)	(4.468.556)	19.642.587	27.676.364
Inventarios corrientes		-	-	14.542.485	37.440.101	1.285.795	673.996	18.984.568	13.654.154	9.823.498	9.416.923	-	-	44.636.346	61.185.174
Activos por impuestos corrientes, corriente		-	431.522	2.341.022	2.477.562	9.484.497	9.045.986	-	-	8.816	6.792	-	-	11.834.335	11.961.862
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		-	1.049.434.069	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.964)	-	1.049.432.105
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>		-	462.047.875	395.553.005	443.412.233	1.724.798.940	1.662.603.605	860.215.744	847.774.289	661.306.041	675.858.105	-	-	3.641.873.730	4.091.696.107
Otros activos financieros no corrientes		-	-	21.972	21.751	522.457.062	488.858.930	8.293	3.620	-	-	-	-	522.487.327	488.884.301
Otros activos no financieros no corrientes		-	-	274.108	326.850	56.424.221	52.122.099	2.284.495	2.292.399	-	-	-	-	58.982.824	54.741.348
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes		-	-	6.723.753	6.208.472	33.414.035	74.095.449	7.736.334	7.875.015	-	-	-	-	47.874.122	88.178.936
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes		-	-	289.616	355.485	-	-	-	-	-	-	-	-	289.616	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación		-	462.006.979	12.602	15.027	-	-	29.646.066	29.497.710	-	-	-	-	29.658.668	491.519.716
Activos intangibles distintos de la plusvalía		-	-	1.484.881	1.856.386	968.489.457	905.374.088	16.381.473	16.427.134	9.438.284	9.626.406	-	-	995.794.095	933.484.014
Plusvalía		-	-	-	-	79.402.173	76.703.162	-	-	-	-	-	-	76.402.173	76.703.162
Propiedades, planta y equipo		-	-	386.746.073	434.628.262	18.538.735	20.960.307	799.550.050	784.307.032	651.867.757	666.031.699	-	-	1.856.702.615	1.905.927.300
Propiedad de inversión		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos		-	40.896	-	-	46.073.257	44.489.570	4.609.033	7.371.379	-	-	-	-	50.682.290	51.901.845
<b>TOTAL ACTIVOS</b>		-	1.531.004.808	578.954.177	634.853.693	2.406.728.302	2.315.945.976	1.045.533.804	1.055.327.964	783.717.655	792.229.768	(1.809.847)	(4.417.595)	4.813.124.091	6.324.944.614

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

Línea de Negocio	Distribución													
	País	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones	Totales	
		31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015	31-03-2016	31-12-2015		31-03-2016	31-12-2015
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
<b>PATRIMONIO NETO Y PASIVOS</b>														
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>														
Otros pasivos financieros corrientes	-	418.047.564	448.937.131	431.630.046	516.183.036	552.804.640	361.212.692	247.749.856	181.252.424	192.540.953	(1.809.847)	(4.417.595)	1.505.775.436	1.838.355.464
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	92.682	-	526.559	146.782.891	134.704.079	99.925.608	34.994.868	29.337.840	35.806.842	-	-	265.046.339	206.125.030
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	293.820	408.817.134	402.486.702	308.576.547	383.345.351	173.413.756	169.494.726	62.505.775	81.443.952	-	-	953.313.212	1.033.064.551
Otras provisiones corrientes	-	636.116	1.129.383	1.192.017	59.095.043	32.611.195	63.641.015	16.017.544	44.184.786	26.092.527	(1.809.847)	(4.417.595)	166.240.380	72.131.804
Pasivos por impuestos corrientes	-	3.595	38.990.614	27.424.768	1.728.554	2.144.014	5.755.481	5.380.567	10.456.903	10.926.878	-	-	56.931.552	45.879.822
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-	28.085.883	21.428.954	1.286.467	2.737.460	-	-	29.372.351	24.166.415
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	417.021.351	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	417.021.351
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>														
Otros pasivos financieros no corrientes	-	299.654	148.231.373	174.966.573	917.234.566	832.749.665	238.380.819	281.940.695	283.008.896	269.823.997	-	-	1.586.855.654	1.559.780.584
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	-	-	478.366.397	421.538.033	187.821.058	230.851.899	245.830.383	230.907.835	-	-	912.017.838	883.297.767
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	129.782.882	154.803.475	27.156.101	22.852.766	-	-	169.750	371.317	-	-	157.108.733	178.027.558
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-	169.169.812	157.179.286	-	-	-	-	-	-	169.169.812	157.179.286
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	9.984.675	10.544.604	135.513.101	127.402.352	3.934.634	3.547.501	304.747	314.163	-	-	149.737.157	141.808.620
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	299.654	8.463.816	9.618.494	107.029.155	103.777.228	46.625.127	47.541.295	1.677.876	1.887.226	-	-	163.795.974	163.123.897
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-	1.352.300	1.402.580	-	-	1.352.300	1.402.580
<b>PATRIMONIO NETO</b>														
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	1.112.657.590	(18.214.327)	28.257.074	973.310.700	930.391.671	445.940.293	525.637.413	319.456.335	329.864.818	-	-	1.720.493.001	2.926.808.566
Capital emitido	-	1.112.657.590	(18.214.327)	28.257.074	973.310.700	930.391.671	445.940.293	525.637.413	319.456.335	329.864.818	-	-	1.720.493.001	2.926.808.566
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	367.928.682	39.467.447	47.061.353	323.021.631	312.041.595	2.950.960	2.953.410	125.982.328	130.666.525	-	-	491.422.366	860.651.565
Primas de emisión	-	1.225.045.537	(59.269.398)	(20.697.376)	101.254.816	82.104.937	7.177.829	104.750.330	9.694.502	23.507.886	-	-	56.857.749	1.414.711.314
Acciones propias en cartera	-	566.302	-	-	-	-	2.978.709	2.991.182	-	-	-	-	2.978.709	3.547.484
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otras reservas	-	(480.882.931)	1.587.624	1.893.097	549.034.253	536.245.139	432.832.795	414.952.491	183.779.505	175.690.407	-	-	1.167.234.177	647.898.203
<b>Participaciones no controladoras</b>														
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Total Patrimonio Neto y Pasivos</b>														
	-	1.531.004.808	578.954.177	634.853.693	2.406.728.302	2.315.945.976	1.045.533.804	1.055.327.964	783.717.655	792.229.768	(1.809.847)	(4.417.595)	4.813.124.091	6.324.944.614

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

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	3/12/2014 M\$	31-03-2016 M\$	3/12/2014 M\$	31-03-2016 M\$	3/12/2014 M\$	31-03-2016 M\$	3/12/2014 M\$	31-03-2016 M\$	3/12/2014 M\$	31-03-2016 M\$	3/12/2014 M\$	31-03-2016 M\$	3/12/2014 M\$
<b>ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES</b>														
<b>INGRESOS</b>	-	-	145.304.736	160.115.308	342.971.364	476.775.721	218.591.454	220.009.921	157.791.665	123.879.301	-	-	866.659.219	986.780.251
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	124.728.098	71.211.843	334.018.499	446.079.503	217.532.479	219.345.920	157.219.923	128.809.900	-	-	833.498.369	865.447.148
Ventas de energía	-	-	115.843.672	66.288.293	265.924.683	427.550.966	180.475.651	180.524.163	150.348.180	123.508.946	-	-	712.592.186	797.872.368
Otras ventas	-	-	36.753	46.079	321.732	1.715.244	14.084	24.448	84.466	851.552	-	-	457.035	2.637.323
Otras prestaciones de servicios	-	-	8.847.673	4.877.471	67.772.084	16.813.293	37.042.744	38.797.291	6.786.647	4.449.402	-	-	120.449.148	64.937.457
Otros ingresos	-	-	20.576.638	88.903.465	8.952.865	30.696.218	1.058.975	664.019	572.372	1.069.401	-	-	31.160.890	121.333.103
<b>MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS</b>	-	-	(60.053.359)	(44.156.450)	(222.599.525)	(336.099.141)	(130.799.410)	(121.577.764)	(107.531.850)	(87.053.416)	-	-	(520.984.144)	(588.886.771)
Compras de energía	-	-	(59.928.011)	(44.001.648)	(151.171.707)	(279.648.178)	(100.857.886)	(90.969.670)	(102.640.448)	(81.028.082)	-	-	(414.598.052)	(495.647.578)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	(88.220)	(154.802)	(13.295.455)	(19.221.712)	(21.150.890)	(20.903.323)	-	-	-	-	(34.534.565)	(40.279.837)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(37.128)	-	(58.132.363)	(37.229.251)	(8.790.634)	(9.704.771)	(4.891.402)	(6.025.334)	-	-	(71.851.527)	(52.959.356)
<b>MARGEN DE CONTRIBUCIÓN</b>	-	-	85.251.377	115.958.858	120.371.839	140.676.580	87.792.044	98.432.157	50.259.815	42.825.885	-	-	343.675.075	397.893.480
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	6.476.846	8.389.917	3.356.717	895.950	1.277.238	923.116	1.004.553	896.594	-	-	12.115.354	11.105.577
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(42.078.993)	(53.742.176)	(17.785.737)	(21.165.728)	(8.012.330)	(8.674.346)	(5.216.009)	(5.169.518)	-	-	(73.083.069)	(88.751.768)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(26.498.259)	(40.713.705)	(38.500.694)	(43.597.259)	(14.328.251)	(19.735.694)	(7.014.462)	(5.968.737)	-	-	(86.341.666)	(110.015.395)
<b>RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN</b>	-	-	23.150.971	29.892.894	67.442.125	76.809.543	66.728.701	70.945.233	39.033.897	32.584.224	-	-	196.355.694	210.231.894
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(2.564.180)	(2.901.330)	(18.105.607)	(19.494.686)	(13.024.160)	(15.014.642)	(7.607.817)	(6.964.199)	-	-	(41.301.764)	(44.374.857)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(917.285)	(526.233)	(7.945.990)	(9.327.397)	(471.379)	105.349	(514.669)	(343.632)	-	-	(9.849.323)	(10.091.913)
<b>RESULTADO DE EXPLOTACIÓN</b>	-	-	19.669.506	26.465.331	41.390.528	47.987.460	53.233.162	56.035.940	30.911.411	25.276.393	-	-	145.204.607	155.765.124
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	-	-	(63.928.658)	(19.863.543)	(20.261.987)	(15.813.543)	(7.919.954)	(3.404.070)	(3.334.323)	-	-	-	(95.514.669)	(46.130.494)
<b>Ingresos financieros</b>	-	-	3.066.888	1.120.888	21.459.090	22.967.459	1.450.216	1.487.934	770.756	1.157.266	-	-	26.746.950	26.733.547
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	1.559.599	39.752	1.100.028	1.625.203	834.566	839.170	186.049	444.435	-	-	3.680.242	2.948.560
Otros ingresos financieros	-	-	1.507.289	1.081.136	20.359.062	21.342.256	615.650	648.764	584.707	712.831	-	-	23.066.708	23.784.987
<b>Costos financieros</b>	-	-	(67.056.314)	(21.167.154)	(46.818.009)	(38.985.042)	(9.444.324)	(8.699.189)	(4.286.741)	(4.405.747)	-	-	(127.605.388)	(73.257.132)
Préstamos bancarios	-	-	(30.787)	(412.427)	(6.717.342)	(3.944.938)	(149.302)	-	(616.280)	(377.611)	-	-	(7.513.711)	(4.734.976)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	(11.999.875)	(15.629.214)	(7.273.717)	(6.468.710)	(3.388.717)	(3.756.342)	-	-	(22.662.309)	(25.854.266)
Otros	-	-	(67.025.527)	(20.754.727)	(28.100.792)	(19.410.890)	(2.021.305)	(2.230.479)	(281.744)	(271.794)	-	-	(97.429.368)	(42.667.890)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	-	-	60.768	182.723	5.096.932	204.040	74.154	92.170	111.915	(85.842)	-	-	5.343.769	393.091
Positivas	-	-	21.098	323.262	5.890.265	225.650	591.815	299.724	802.377	402.697	(61.809)	(339.466)	7.243.746	911.867
Negativas	-	-	39.670	(140.539)	(793.333)	(21.610)	(517.661)	(207.554)	(690.462)	(488.539)	61.809	339.466	(1.899.977)	(518.776)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación	-	-	10.807	9.461	-	-	409.948	322.048	-	-	-	-	420.755	331.509
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	-	-	(1.798.439)	-	(430.089)	175	4.825	-	-	-	(2.223.703)	175
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	-	(1.798.439)	-	(430.089)	175	4.825	-	-	-	(2.223.703)	175
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	-	-	(44.248.345)	6.611.249	19.330.102	32.173.917	45.293.067	49.239.078	27.512.166	21.942.070	-	-	47.886.990	109.966.314
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	-	-	(5.156.053)	(5.567.092)	(19.657.886)	(22.291.717)	(8.128.156)	(6.360.755)	-	-	(32.942.095)	(34.219.564)
<b>Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas</b>	-	-	(44.248.345)	6.611.249	14.174.049	26.606.825	25.635.181	26.947.361	19.384.010	15.581.315	-	-	14.944.895	75.746.750
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>GANANCIA (PÉRDIDA)</b>	-	-	(44.248.345)	6.611.249	14.174.049	26.606.825	25.635.181	26.947.361	19.384.010	15.581.315	-	-	14.944.895	75.746.750
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

  

País	Distribución													
	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$	31-03-2016 M\$	31-03-2015 M\$
<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>														
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	3.986.376	29.863.890	31.089.306	59.731.592	75.149.247	26.497.895	8.079.896	26.339.738	7.107.179	22.238.488	-	-	106.806	125.412.004
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.041.040)	(12.538.233)	(19.578.244)	(50.255.716)	(36.172.715)	(53.342.743)	(34.536.986)	(60.348.084)	(23.454.545)	(35.291.551)	-	-	(4.947.455)	(115.783.530)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(31.067.073)	(23.951.789)	(528.752)	(3.487.916)	40.561.940	1.115.157	(12.429.740)	(58.273.618)	12.041.539	(9.134.719)	-	-	4.840.649	8,577.914

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

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

#### 33.1 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-16	dic-15	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
										-	-	-	-	-	
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	8.723.255	M\$	33.084.703	35.254.202	-	-	-	-	-	-
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	-	M\$	-	1.183.600	-	-	-	-	-	-
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero	M\$	870.740	M\$	364.517	435.681	-	-	-	-	-	-
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos	M\$	22.515.513	M\$	47.660.914	40.354.434	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	5.231.448	M\$	97.504.334	158.335.127	-	-	-	-	-	-
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	7.181.209	M\$	59.440.075	60.265.158	-	-	-	-	-	-
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros	Cobranzas Ctes.	M\$	142.184	M\$	4.228.873	3.944.953	-	-	-	-	-	-

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos era de M\$ 8.723.255 y M\$ 13.903.028, respectivamente.

Al 31 de marzo de 2016, Enersis Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 30.500.728.599 (M\$ 35.079.484.027 al 31 de diciembre de 2015).

#### 33.2 Garantías Indirectas.

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

### 33.3 Litigios y arbitrajes.

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

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., ahora denominada Enersis Américas 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\$875.345.518.); 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\$213.519.245); 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\$68.429.904) para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

a) Juicios pendientes Filiales Latam:

1. En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 664.800.000. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió



negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación. En junio de 2015 se dictó una resolución que ordenó la desvinculación de la EEB por efectos de un vicio nulidad así como la exclusión de aquellas entidades que habían sido vinculadas por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca como demandados por ser contaminantes de las aguas del río Bogotá, lo que había sido confirmado por el Consejo de Estado. Contra esta decisión se interpuso recurso de reposición y, en subsidio, apelación. Los cuales fueron resueltos desfavorablemente. Se estima la cuantía actual de esta causa en aprox. 112.320.000.000 pesos colombianos (aproximadamente M\$ 24.890.112.).

2. Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socioeconómico 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 (aproximadamente M\$ 20.608.800).
  
3. Central Betania (actual Emgesa) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Betania para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de C.H.Betania, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo C.H.Betania (ahora Emgesa) entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. Se está a la espera de la resolución del Tribunal Administrativo de primera instancia. Los procesos están inactivos desde que se radicaron los alegatos de conclusión en junio del 2010, debido que la Corte del Huila no es especialista en impuestos. La Cuantía total Col.M\$ 96.393.426 (Aproximadamente M\$ 21.360.783).
  
4. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. E.S.P, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya

efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGESA. Emgesa S.A. E.S.P. ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º. de la Resolución 1318 de 2007 y el art. 2º. de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa S.A. ESP la implementación de un Plan de Contingencia y la realización de un estudio de “Calidad del Aire” ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anuladas por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de “Calidad del aire” y la implementación del “Plan de contingencia”. En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa. Pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la empresa. Cuantía indeterminada.

5. En febrero de 2015 Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de este año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones. Emgesa por su parte presentó recurso de reposición en contra de esta decisión solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. La medida cautelar fue modificada, lo que ha permitido a Emgesa iniciar el llenado del embalse. Sin embargo, la CAM, autoridad ambiental regional, emitió con fecha 3 de julio de 2015 la resolución 1503, que ordena suspender temporalmente el llenado del embalse de Quimbo. Se están analizando por Emgesa las acciones legales a adoptar, no obstante el procedimiento de llenado sigue su curso con normalidad y conforme a lo previsto. Actualmente se encuentra pendiente la contestación de la demanda. El Gobierno, a través del Decreto Legislativo 1979 ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015 se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexecutable del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que EMGESA suspende generación de energía Quimbo a las 24:00 horas del día 15 de diciembre de 2015. EMGESA presentó las defensas correspondientes.

El día 24 de diciembre de 2015 el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) presentaron acción de tutela ante los Juzgados Penales del Circuito de Neiva como mecanismo transitorio para evitar un perjuicio irremediable, y mientras el Tribunal Administrativo del Huila decida sobre el levantamiento de la medida cautelar, solicitaron que se permita la generación del Quimbo. Así mismo solicitaron que hasta que se falle la tutela se autorice como medida provisional dicha generación. Después de una intensa tramitación judicial, el día 8 de enero de 2016 EMGESA fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual

autorizó a EMGESA de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada. La cuantía de este proceso es indeterminada.

6. En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de CODENSA por la cual los demandantes pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, CODENSA procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se encuentra pendiente se dicte el auto de pruebas. La cuantía estimada es de aprox. 337.000.000.000 pesos colombianos (aproximadamente M\$ 74.679.200).
  
7. En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el Distrito). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M\$ 21.083.641.), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa por \$ 14.432.754.679 (actualizados a mayor de 2014), (aprox. M\$ 3.198.298). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de Diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría,

pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de Septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que se corriera traslado del mencionado informe y se está a la espera de que el Juzgado Décimo Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie, o bien corriendo el traslado solicitado o bien de fondo sobre el acuerdo suscrito entre CODENSA y la UAESP.

8. Para contrarrestar el impacto del posible fenómeno climático del Niño que influye en la tarifa, la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, estableció la Opción Tarifaria, a través de la Resolución CREG 168 del 2008, la cual permite diferir el incremento en la tarifa de energía eléctrica hasta por dos años, en lugar de hacerlo inmediatamente, suavizando el impacto del alza en los usuarios finales. Codensa terminó voluntariamente la Opción Tarifaria que venía aplicando y en virtud de ello debe proceder a hacer un balance entre los valores reales de la tarifa y los valores facturados resultantes de la Opción Tarifaria, sobre la base de los saldos y el histórico de los valores trasladados a la tarifa de los usuarios finales, en cumplimiento de la Resolución CREG 168 de 2008. El resultante de la comparación de tarifas debe ser reintegrado a los usuarios finales pues los valores de la Opción Tarifaria, como saldos acumulados, siempre están por encima de los valores que debieron haberse facturado si no se hubiere optado por tal alternativa. En cuanto a su estado procesal, se notifica la demanda el 1 de octubre de 2015 y fue contestada el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. La regulación nacional no establece el mecanismo para devolver a los usuarios los importes de dinero derivados de la opción tarifaria, sin embargo la empresa previamente decidió devolver estas sumas. Existe diferencia entre los importes que tiene previsto devolver la empresa a los usuarios y la cuantía que estima el actor. Se contesta la demanda el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. Cuantía \$ 163.000.000.000 pesos colombianos. (aproximadamente M\$ 36.120.800)
  
9. La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

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

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

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

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

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

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

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

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

Las próximas actuaciones: Respecto de 1999: A la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Edegel. Se espera nuevo pronunciamiento de la Fiscalía. Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la SUNAT haga el recálculo de la deuda según el criterio establecido. Se espera que la SUNAT

y el TF respondan a la demanda interpuesta por Edegel ante el poder judicial. La Cuantía total S./ 65.389.766 (aproximadamente M\$ 13.160.475).

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

La evolución del proceso es:

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

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

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Edelnor presentó una demanda, en la que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Edelnor dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Edelnor con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de Edelnor. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Edelnor pagó la deuda mantenida por la SUNAT, y presentó su apelación ante el TF.

Para el año 2010: SUNAT solo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Edelnor pagó la deuda mantenida por la SUNAT, y presentó su reclamo ante la SUNAT. En abril de 2016, Edelnor fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos. Cuantía Total S/ 73.557.845 (aproximadamente M\$ 14.804.399)

11. En 1997, Edegel, Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Edegel en la cantidad US\$ 13 millones. En 1998, Edegel firmó un contrato con su compañía controladora Generandes con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Generandes en la cantidad de US\$ 13 millones. A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Edegel y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US\$ 3 millones. La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Edegel: el uso del IVA

como crédito fiscal que fue recargado por Generandes y (ii) en Generandes: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por su accionistas. La posición de SUNAT es que las operaciones no son reales pues Generandes y sus accionistas son una holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Edegel a través de su personal. La posición de la compañía es que el TF ya emitió la Resolución 15281-8-2014, sobre el recurso de Edegel relacionado con el impuesto a la renta de empresa período 2000-2001 la cual establece que los servicios de asistencia técnica prestados por Generandes califican como no existente. Debido a las implicaciones directas que esta declaración tiene en este caso, el TF se pronunciará en contra Generandes. En este sentido, esperamos que el TF ordene a la SUNAT recalcular el impuesto a la renta de la empresa, teniendo en cuenta que no sólo no existen los costes sino también que los ingresos de Generandes (facturas emitidas a Edegel) también son inexistentes. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Generandes, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso. Actualmente, se encuentra en Apelación en el Tribunal Fiscal. Se espera que se dicte la resolución para el año 2016. La Cuantía Total S/ 83.998.533 (aproximadamente M\$ 16.905.712).

12. Enersis, Impuesto Adicional de los accionistas no domiciliados ni residentes en Chile. En septiembre de 2012, Enersis SA fue notificada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de una Liquidación y resolución relacionada con la retención de impuestos sobre dividendos pagados en los años comerciales 2008 y 2009 a los accionistas de Enersis SA, no domiciliados ni residentes en Chile. A pesar de no existir diferencias de impuestos adeudadas, por lo mismo no se han aplicado Multas, el SII pretende que Enersis corrija el procedimiento de cálculo utilizado para la declaración, pago y devolución del impuesto (crédito). Además, el SII notificó Liquidaciones y resoluciones por el mismo concepto por los períodos comerciales 2010 y 2011. (AT 2011 y AT 2012). La Posición de la Autoridad es que el procedimiento utilizado por la compañía para enterar las diferencias entre el crédito fiscal definitivo y el crédito fiscal provisional no es el correcto, porque Enersis deberá restituir el importe total del crédito fiscal utilizado en el cálculo de la retención provisional y sólo los accionistas podrán solicitar la devolución de la cantidad pagada en exceso por la Sociedad chilena. La posición de Enersis: es que la interpretación de la autoridad se basa en la redacción de un artículo de la ley que parece exigir la "restitución del crédito en exceso", pero no consideró que hay una Circular emitida por el mismo Servicio que señala el desarrollo de este proceso y al cual se ha ajustado de buena fe Enersis. Además, si se utiliza la forma de cálculo con el criterio de la Autoridad, tanto en la cantidad que la compañía enteraría en nombre del accionista, así como el importe de la restitución que el accionista debe pedir al SII, son la misma cantidad. La diferencia es que las cantidades que se pagan al Fisco están incrementadas por IPC y los intereses de mora (1,5%). En cambio, las cantidades que devuelve el Fisco sólo se les aplica (IPC). Estado Procesal: Se presentó reconsideración administrativa la cual fue resuelta en forma negativa.

Luego, se presentó reposición administrativa, que también fue resuelta negativamente para Enersis. El 13 de marzo 2014, se interpuso reclamación tributaria ante el Tribunal Tributario y Aduanero (TTA) primera instancia judicial, para los años comerciales 2008 y 2009. El 18 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2010 (AT 2011) y por último, el 29 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2011 (AT 2012). Los tres reclamos tributarios por el AT 2009 - 2010, por el AT 2011 y por el AT 2012 se encuentran con contestación del SII y con fecha 10 de octubre se solicitó su acumulación por Enersis, lo que fue concedido por el Tribunal con fecha 16 de octubre 2014. Con fecha 21 septiembre 2015, el TTA abrió término probatorio. Con fecha 15 de octubre, Enersis presentó sus pruebas y



el TTA las tuvo por presentadas. Con fecha 31 diciembre 2015, se dictó fallo desfavorable a Enersis. La sentencia fue notificada por carta certificada despachada con fecha 4 enero 2016. En enero 2016, Enersis apeló para ante la Corte de Apelaciones de Santiago. En marzo 2016, nos hicimos parte y ofrecimos alegatos ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Cuantía M\$ 46.012.956.

b) Juicios pendientes en Asociadas y Negocios Conjuntos:

Enel Brasil (antes Endesa Brasil) y Filiales:

1. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$ 239 millones (aproximadamente M\$ 44.980.804).
  
2. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso ("de Agravo Regimental") ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un "Mandado de Segurança", asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean

sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015 se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015 y el 15 de diciembre de 2015 Basilus ha presentado recursos de Embargos de Aclaración, El 3 de marzo de 2016 el Superior Tribunal de Justicia ha comenzado el juzgamiento del recurso y el primer voto (Ministro Relator) fue favorable al recurso y el Ministro que sigue ha suspendido su resolución para mejor analizar los argumentos. La decisión se adopta con el voto de tres Ministros. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.357 millones (aproximadamente M\$ 255.393.099).

3. En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la vacatio legis (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a €44 millones). 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\$151 millones (aproximadamente M\$ 28.418.834).
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 R\$ 200.000 (aproximadamente M\$ 37.640) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014, Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. Con fecha 1 de junio 2015, se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aproximadamente M\$ 15.056) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R\$ 95.465.103 (aproximadamente M\$ 17.966.933) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aproximadamente R\$ 379.340.679 (aproximadamente M\$ 71.393.509).

5. Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla, que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla, declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 168 millones (aproximadamente M\$31.618.306)
6. Acción judicial interpuesta por Perma Industria de Bebidas (Perma) contra AMPLA, en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías N° 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley N° 2283, del 28/02/1986. El 16 de abril de 2010 se dictó sentencia rechazándose lo pedido por Perma, la cual presentó recurso de Apelación en contra de esta sentencia. El recurso fue acogido y Ampla fue condenada al pago de los valores cobrados indebidamente en el año 1986. Ampla y Perma interpusieron

Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia, los que fueron rechazados por medio del “juicio de admisibilidad”. En julio de 2011 las partes interpusieron Agravo de Instrumento, los cuales se encuentran pendientes de fallo por el tribunal. El 16 de diciembre de 2015 se dictó fallo, rechazándose los Agravos de Instrumento en Recurso Especial presentados por las dos partes. El 11 de febrero de 2016, se publicó el fallo anterior y la decisión quedó a firme. La cuantía de este juicio asciende a R\$75.012.962 (aproximadamente M\$ 14.117.754).

7. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley n°. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) - Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley n°. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014, se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015, Ampla ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. El 16 de diciembre de 2015 el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Supremo Tribunal Federal para juzgamiento. La cuantía de este proceso se estima en aproximadamente R\$ 67.920.590 (aproximadamente M\$ 12.782.940).
  
8. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los

argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). En abril 2014, Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$1.143 millones (aproximadamente M\$ 215.117.401).

9. En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro, a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA chileno) debería ser liquidado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Ampla no logró éxito en esa acción en ninguna de las fases del proceso, sin perjuicio de encontrarse pendiente de decisión en un recurso ante el STF (Tribunal de Brasilia que juzga temas constitucionales). Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005, un acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, sobre la base de las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004 y 2005 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que, de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquéllos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado.

El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Rio de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía

rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla presentó su defensa No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. En junio 2015, la Suprema Corte de Brasilia falló a favor de Ampla una acción deducida por ésta última en el año 2002 en contra de la constitucionalidad de las leyes dictadas. Esta decisión implicará la suspensión de los procedimientos de cobro de multas e intereses, ya que el impuesto se encuentra pagado. El Estado de Río de Janeiro podría eventualmente apelar, pero sus posibilidades de ganar son muy restringidas ya que este fallo fue emitido por el pleno. Además, esta sentencia significará la eliminación de la garantía. La decisión fue publicada con fecha 02.10.2015 y la Hacienda tiene 10 días para presentar recursos. Transcurrido ese plazo la resolución se hará definitiva, en dicha oportunidad se presentará la resolución ante el órgano (proceso) administrativo recaudatorio. La Hacienda no presentó recursos y con fecha 25 de octubre de 2015, Ampla presentó la resolución emitida por la Suprema Corte de Brasilia favorable a la empresa, ante el órgano administrativo recaudatorio. La cuantía asciende a R\$ 291 millones (aproximadamente M\$ 54.767.422).

10. 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 (aproximadamente M\$ 22.145.419) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. El juicio no ha tenido movimiento alguno.
11. 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 (aproximadamente M\$ 98.016.871), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de

la crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio CIEN presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

12. 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 reemplazado y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acaraú Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternatively, 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 aproximadamente R\$187.999.699 (aproximadamente M\$ 35.382.332.) En una de las acciones presentadas por Coperva, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó “la ejecución anticipada de condena”, definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 7 de abril de 2014, se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. Coperva interpuso recurso de Apelación y Coelce presentó contra razones. Rechazada la apelación, Coperva

presentó embargos de aclaración, que fueron rechazados el 11 de enero de 2016. El 3 de febrero de 2016, Coperva interpuso Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia.

Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15,6 millones (aproximadamente M\$ 2.935.985). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$97.719.305 (aproximadamente M\$ 18.391.183). 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\$ 112.496.612 (aproximadamente M\$21.172.334) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

13. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, COFINS y PIS, se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31/10/2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. Endesa Fortaleza había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de CGTF (Endesa Fortaleza) deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió un (Ley Administrativa) Nota técnica indica que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. El PIS y COFINS pagado en exceso bajo el régimen no acumulativo por CGTF y CIEN, entre noviembre de 2004 noviembre de 2005, generan créditos fiscales, que fueron utilizados para pagar otros impuestos debidos. Sin embargo, las autoridades fiscales en el 2009 rechazaron los procedimientos de compensación. Adicionalmente, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo) Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente sólo respecto de octubre 2004. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Además, la segunda instancia administrativa falló a favor de Endesa Fortaleza 20 procedimientos de compensación que se refieren al mes de diciembre de 2005 y la autoridad tributaria apeló al Consejo Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a aproximadamente R\$ 76 millones (aproximadamente M\$ 14.303.519).
14. Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el



importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de Litigio año 2005 y 2006: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa y está pendiente su decisión. Respecto del año 2010: El acta fue recibida en enero 2015 y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R\$124 millones (aproximadamente M\$ 23.337.321).

15. Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa) presentó una acción judicial contra Coelce en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías N° 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley N° 2283, del 28/02/1986. Busca declarar ilegal dicho reajuste, buscando extender los efectos de la ilegalidad hasta hoy. Durante la tramitación de dicho proceso, FINOBRASA presentó otra acción judicial con solicitudes semejantes. En cuanto al primer proceso, Finobrasa obtuvo una decisión firme en contra COELCE que la condena a pagar los valores cobrados indebidamente, extendiendo los efectos de dicha sentencia hasta los días actuales, lo que no concuerda con la jurisprudencia del Superior Tribunal de Justicia (STJ). En consideración a lo anterior, COELCE presentó acción rescisoria, la cual busca la modificación de una decisión firme y puede ser presentada hasta 2 años después que el plazo final para presentar recursos haya concluido. Es una nueva acción, con requisitos muy restrictivos y su tramitación se inicia en la segunda instancia. Su objetivo es cuestionar algún error en la decisión, sea de carácter formal (algún vicio procesal) o desvío de los pronunciamientos de los tribunales superiores (que es el fundamento para este proceso). En cuanto al segundo proceso, el juez resolvió, extinguiéndolo en razón de litispendencia y cosa juzgada por tratarse de solicitudes similares. Por lo anterior, el objeto de los tres procesos es el mismo, esto es, evaluar el efecto (amplio o restrictivo) de la ilegalidad del reajuste de 1986. Coelce interpuso esta Acción Rescisoria en 1999 y el 28 de septiembre de 2010 se dictó fallo y por unanimidad "Cámaras Civiles Reunidas" del Tribunal de Justicia declararon que la ilegalidad del cobro hecho por Coelce está limitado a los 9 meses de 1986 (marzo a noviembre). El 30 de septiembre de 2015,

se dictó fallo rechazando Recurso Especial presentado por Vicunha do Nordeste S/A (Finobrasa). El 6 de noviembre de 2015, Vicunha opuso embargos de Aclaración, pendientes de resolución. El 4 de febrero de 2016, el tribunal empezó el juzgamiento, estando empatada a uno la votación. El juzgamiento deberá ser retomado en las siguientes sesiones del tribunal. La cuantía de este juicio asciende a \$R70.572.471 (aproximadamente M\$ 13.282.035).

16. Se trata de acción judicial propuestas por Industria Barbalhense di Cemento Portland S.A. (IBACIP) contra COELCE, en razón del reajuste de las tarifas de energía eléctrica aplicado por las concesionarias con base en las Portarías N° 38 y 45, dictadas por el Departamento Nacional de Aguas e Energía Eléctrica (DNAEE), en febrero 1986. Dichas portarías autorizaron el incremento de un 20% sobre las tarifas de los clientes industriales durante el período de congelación de precios, también implementado por el Gobierno Federal a través del decreto-ley N° 2283, del 28/02/1986. La acción judicial que tiene por objeto obtener la devolución de los valores que la demandante habría pagado en exceso por la utilización de energía eléctrica, a causa del incremento supuestamente ilegal del 20% sobre las tarifas de los clientes industriales. El 17 de marzo de 2008 se dictó sentencia, habiéndose declarado ilegal el cobro de la tarifa incrementada por las portarías DNAEE, pero solo en relación a las facturas emitidas en el período que va entre marzo a noviembre de 1986. En contra de esta sentencia, ambas partes interpusieron recurso de Apelación ante el Tribunal de Justicia y ambos fueron rechazados. Coelce ha presentado Recurso Especial al Superior Tribunal de Justicia sobre el cual no ha se manifestado. La cuantía de este juicio asciende a R\$62.782.268 (aproximadamente M\$ 11.815.886).

17. Acción Colectiva iniciada por Sindeletró contra Coelce mediante la cual se busca el pago de un complemento salarial de peligrosidad de un 30% sobre el salario base de los empleados que ya recibían este incremento, en razón de la ejecución de actividades con riesgo de accidentes.

COELCE en su defensa sostiene que las modificaciones que se hicieron en el pago y determinación de este complemento salarial fueron legales, atendido que ello fue producto de un análisis efectuado por una Comisión establecida al efecto, dedicada a identificar cuáles actividades tienen riesgo efectivo de accidentes y qué los empleados trabajaban en esas áreas.

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

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

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

La fase de liquidación (evaluación de los valores) ha empezado, con la presentación de cálculo por Sindelectro. Coelce ha sido intimada para presentar su manifestación. Empezada la fase de ejecución y la Coelce fue intimada a pagar o garantizar a ejecución en el montante de R\$ 5.014.269,49 (aproximadamente € 1.538.119). Así, Coelce efectuó el depósito de la garantía y presentó embargos (contestación) a la ejecución. El 4 de noviembre de 2015, se dispuso la liberación de R\$ 1,73 millones para que el Sindicato distribuya a los empleados. Coelce recurrió contra esa decisión. La cuantía de este juicio asciende a R\$67.000.000 (aproximadamente M\$12.609.681)

18. El Estado de Ceará levantó actas a Coelce por los períodos 2003, y del 2004 al 2010, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado de Rio de Janeiro entiende que Coelce no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Coelce, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Coelce, presentó su defensa administrativa. Se determinó la conversión del juzgamiento en diligencia para determinar el importe del impuesto tras la aceptación de algunos temas, como por ejemplo, créditos de ICMS sobre los activos del alumbrado público. Tras la finalización del peritaje, el proceso tendrá un nuevo juzgamiento. Decisión de primera instancia favorable parcialmente y en la parte no favorable se presentó apelación, pendiente 2ª instancia. La Cuantía asciende a R\$ 126 millones (aproximadamente M\$ 23.685.498).

La Administración de Enersis Américas S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

### 33.4 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 (de hacer) y negativas (de no hacer) 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 Américas contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Enersis suscribió en marzo de 2016, por UF 2,8 millones, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enersis Américas, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder

los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

En los bonos de Enersis Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enersis Américas, o de cualquiera de sus filiales chilenas (las que producto de la división ocurrida el 1ero de marzo de 2016, Enersis Américas ya no consolida), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis Américas. Los Yankee Bonds de Enersis vencen en 2016 y 2026. Al 31 de marzo de 2016, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza M\$ 171.985.202.

Los bonos de Enersis Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de marzo de 2016, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M\$ 25.558.888.

## 2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a cumplir en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo Enersis Américas limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enersis Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 628.570 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2016, el Patrimonio Total de Enersis Américas fue de \$ 5.035.427 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 2016, la Razón de Endeudamiento fue de 1,06.

- 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 2016, la relación mencionada fue de 1,55.

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

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,3. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de marzo de 2016, la Razón de endeudamiento fue de 0,51.
- Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 3,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 31 de marzo de 2016, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,59.

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

Al 31 de marzo de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Enersis Américas era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales.

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

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 230.568.684 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

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

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 49.435.706 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.
- Arrendamiento financiero (leasing) con Banco Scotiabank cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 21.638.525 y cuyo vencimiento es en marzo 2017, incluye los covenants Razón de Endeudamiento calculado como Deuda Financiera sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Préstamos bancarios de Chinango, filial de Edegel, con Bank of Nova Scotia, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 6.339.945 y cuyo último vencimiento es en enero 2019, incluyen los covenants, calculados a nivel individual, Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Neta menos caja sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 31 de marzo de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era la Razón de Endeudamiento, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank.

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

- Leasing para construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 44.989.397 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Flujos de Caja para Servicio de la Deuda sobre Servicio de la Deuda y Nivel de Endeudamiento, calculado como calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.
- Al 31 de marzo de 2016, el covenant más restrictivo fue el Ratio de Nivel de Endeudamiento.

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

- Sexta y séptima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 157.115.120 y cuyo último vencimiento es en junio de 2019, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y el ratio Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros.
- Octava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 57.530.072 y cuyo vencimiento es en julio de 2019, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y el ratio de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.
- Préstamos del Banco Nacional De Desenvolvimento (“BNDES”), cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 96.113.289 y cuyo último vencimiento es en mayo de 2023, incluye los siguientes covenants (cuyas definiciones varían según el contrato con BNDES): Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y el ratio Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio líquido.

- Préstamo bancario con Banco Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 24.687.774 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y el ratio de endeudamiento, calculado como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.
- Al 31 de marzo de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al financiamiento con el BNDES.

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

- Préstamo con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 67.010.352 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.
- Préstamos con BNDES y Banco Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 64.583.590 y cuyo último vencimiento es en junio de 2023, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Tercera emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 87.770.454 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos.
- Al 31 de marzo de 2016, el covenant más restrictivo de Coelce eran los ratios Deuda/EBITDA y EBITDA/Gastos Financieros correspondientes a la tercera emisión de bonos locales.

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

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 4.168.540 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.
- Al 31 de marzo de 2016, el covenant más restrictivo de Cien era la razón de endeudamiento.

En Argentina, la deuda de Hidroeléctrica El Chocón S.A. ("El Chocón") incluye los siguientes covenants:

- Préstamo bancario Sindicado, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 1.628.837 y cuyo vencimiento es en septiembre de 2016, incluye los covenants Deuda Financiera máxima en pesos argentinos, Deuda máxima en moneda extranjera, Pasivo sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera sobre EBITDA.
- Al 31 de marzo de 2016, el covenant más restrictivo de El Chocón era el Ratio Pasivo sobre Patrimonio Neto.

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

- Préstamo bancario con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 29.687.663 y cuyo vencimiento es en junio de 2017, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA. Sin embargo, la obligación de cumplir con este covenant está sujeta a una rebaja de calificación crediticia de Emgesa que implique la pérdida de su calidad de Investment Grade, según las condiciones establecidas en el contrato. Al 31 de marzo de 2016, el covenant no se encontraba activo.

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

- Préstamo bancario con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de marzo de 2016 ascendió a M\$ 44.834.834 y cuyo vencimiento es en marzo de 2019, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

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

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, ni Enersis Américas ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

### 33.5 Otras informaciones.

#### Central Costanera S.A.

- El 17 de julio de 2015, y con aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución S.E. N° 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del MEM del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV y V de la Resolución S.E. N° 529/14, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINMEM 2015-2018, el cual es de aplicación desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2018, para aquellos generadores que participen de proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía. En ese sentido, se reconoce a cada unidad de generación construida en el marco de las inversiones FONINMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años a partir de su habilitación comercial, una Remuneración Directa FONINMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.

El 5 de junio de 2015, nuestras filiales generadoras de Argentina firmaron el “Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la



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

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

No obstante lo anterior, nuestra filial argentina Central Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo que compromete a futuro la capacidad de seguir operando como empresa en funcionamiento y la recuperabilidad de los activos. Central Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

- El 18 de marzo de 2015, la Subsecretaría de Energía Eléctrica emitió la Nota SS.EE. 476/2015, la cual estableció el procedimiento para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos de Disponibilidad de Ciclos Consolidados y Turbovapor celebrados entre Central Costanera y CAMMESA, a partir de febrero de 2014. De acuerdo a lo estipulado en la misma, Central Costanera S.A. renuncia a percibir transitoriamente la Remuneración Adicional Fideicomiso dispuesta en la Res. SE. N° 95/2013 sus modificatorias y complementarias, que no estuvieran ya comprometidas, y la Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes establecidos en la Res. SE N° 529/2014 y sus modificatorias y complementarias.

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

Con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. N° 1210/2015 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Res. SE. N° 95/2013 y SE. N° 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015 la sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos consolidados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entenderán plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio 2015 se reconoció una disminución de \$Arg 14.418.986 (M\$ 1.020.869) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / gastos operativos de \$Arg 59.225.685 (M\$ 4.193.197). A la fecha de los presentes estados financieros la renuncia según las adendas a los contratos asciende aproximadamente a \$Arg 551.587.099.

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

- Durante el mes de diciembre de 2014, se produjo la operación inicial de la Central Vuelta de Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos TG de 270 MW cada una, previéndose el cierre como Ciclo Consolidado de alta eficiencia para el mes de octubre 2016.

De acuerdo al informe técnico emitido por las autoridades de VOSA, las turbinas de gas han pasado por todas las pruebas de funcionamiento y su comportamiento ha sido muy bueno, y sólo resta nacionalizar muy pocos componentes para terminar la segunda etapa, hay certeza de que la obra se terminará y habilitará en el año 2016.

Por lo antes mencionado, en el mes de diciembre de 2015 se contabilizaron los efectos de la dolarización de las acreencias en el presente ejercicio. La misma generó ingresos por los siguientes conceptos:

- Diferencia de cambio por la dolarización de las acreencias a un tipo de cambio menor al tipo de cambio de cierre del ejercicio 2015 por un total de \$Arg 1.323.430.283 (M\$ 93.699.288) en Hidroeléctrica El Chocón y \$Arg 129.092.580 (M\$ 9.139.796) en Central Costanera S.A.
- Intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto VOSA y la fecha de firma del Acuerdo, a la tasa que obtiene CAMMESA en sus colocaciones financieras, capitalizados y dolarizados de acuerdo con lo comentado en el punto anterior, por un total de \$Arg 49.797.906 (M\$ 3.525.708) en Hidroeléctrica El Chocón.
- Intereses devengados sobre las acreencias dolarizadas, una vez adicionados los intereses del punto antes referidos, a una tasa LIBOR 30 días + 5%, por un total de \$Arg 493.816.698 (M\$ 34.962.380) en Hidroeléctrica El Chocón y \$Arg 43.989.703 (M\$ 3.114.485) en Central Costanera S.A.

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

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

- El 25 de julio de 1990, el Gobierno de Italia autorizó a MedioCredito Centrale a otorgar al Gobierno de la República Argentina, un crédito financiero de hasta US\$ 93.995.562 destinado a financiar la adquisición de bienes y la provisión de servicios de origen italiano, utilizados en la rehabilitación de cuatro grupos de la central termoeléctrica propiedad de Servicios Eléctricos del Gran Buenos Aires ("SEGBA"). Dicho crédito financió la adquisición de los bienes y servicios incluidos en la Orden de Trabajo N° 4322 (la "Orden"), emitida por SEGBA a favor de un consorcio liderado por Ansaldo S.p.A. de Italia.

De acuerdo con los términos del "Convenio relativo a la orden de trabajo N° 4322": (i) SEGBA otorgó a Central Costanera S.A. un mandato por el cual ésta administró la ejecución de las prestaciones contenidas en la Orden y ejecutó los trabajos y servicios que conforme a la Orden correspondían a SEGBA; y (ii) Central Costanera S.A. se obligó a pagar a la Secretaría de Energía de la Nación (la "Secretaría de Energía") las cuotas de capital e intereses que derivan del crédito otorgado por MedioCredito Centrale, a una tasa de 1,75 % anual (el "Convenio").

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

Por aplicación de la Ley N° 25.561, el Decreto N° 214/02 y sus disposiciones reglamentarias, la obligación de pago a cargo de Central Costanera S.A. emergente del Convenio ha quedado "pesificada" a la relación de cambio de un peso igual a un dólar estadounidense, con más la aplicación del coeficiente de estabilización de referencia ("CER") y manteniendo la tasa de interés original de la obligación.

El 10 de enero de 2003, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el Decreto N° 53/03 que modificó el Decreto N° 410/02 incorporando un inciso j) en su artículo primero. Mediante esta norma se exceptúa de la "pesificación" a la obligación de dar sumas de dinero en moneda extranjera de los estados provinciales, municipalidades, empresas del sector público y privado al Gobierno Nacional originada en préstamos subsidiarios o de otra naturaleza y avales, originariamente financiados por organismos multilaterales de

crédito, u originados en pasivos asumidos por el Tesoro Nacional y refinanciados con los acreedores externos.

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

El 30 de mayo de 2011, la sociedad canceló la última cuota de capital del préstamo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas y, si bien a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Secretaría de Energía no ha efectuado reclamo alguno por los pagos efectuados por Central Costanera S.A., el 22 de octubre del 2015 la sociedad recibió una carta de la Secretaría de Finanzas – Dirección de Administración de la Deuda Pública de la cual surge que el Ministerio de Economía y Finanzas Públicas incluyó el saldo de la deuda del crédito financiero con MedioCredito Centrale en el acuerdo celebrado con los acreedores del Club de París el 30 de abril de 2014. Según la carta, la Secretaría asimismo reclama a Costanera el reintegro de US\$ 5.472.703,76 correspondiente a los dos pagos realizados por Estado Nacional bajo el referido acuerdo.

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

El rechazo de la sociedad motivó el envío –por parte de la citada Secretaría de Finanzas- de la Nota DADP N° 2127/2015 adjuntando el Dictamen DGAJ N° 257501 del Ministerio de Economía y Finanzas Públicas a través de la cual aquélla insiste en la existencia de la deuda y solicita a la sociedad que arbitre los medios para proceder al reintegro de los montos reclamados. Contra dicha nota la sociedad interpuso un recurso jerárquico a fin de que se eleven las actuaciones al Señor Ministro de Hacienda y Finanzas Públicas para que se ordene la revocación de lo dispuesto en la mencionada nota por razones de ilegitimidad.

#### **Edesur S.A.**

- Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, establece lo siguiente: (i) aprueba un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) cuya fecha de realización no está definida, surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (E.N.R.E.), que no se trasladará a tarifa sino que

será cubierto mediante transferencias de la CAMMESA con fondos del Estado Nacional; (ii) a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) serán considerados como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruye al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI. Por la Resolución SE N° 32/2015 y las posteriores notas de la SE que actualizaron el valor del concepto mencionado durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se reconocieron ingresos de M\$4.973.261 pesos argentinos (M\$ 352.108.462), que se encuentran presentados en el estado del resultado integral de la siguiente manera: por el punto (i) M\$3.742.739 pesos argentinos (M\$264.987.134) en la línea "Otros ingresos Resolución SE N° 32/2015" y M\$9.101 pesos argentinos (M\$ 644.354) en la línea "Ingresos financieros"; por el punto (ii) M\$479.833 de pesos argentinos (M\$ 33.972.330) entre los "Ingresos por servicios" (ventas de energía); y por los puntos (iii) y (iv) M\$741.588 de pesos argentinos (M\$ 52.504.644) en los "Otros ingresos operativos netos".

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

En relación con lo anterior, con fecha 29 de junio de 2015, la SE emitió su Nota N° 1.208 mediante la cual instruye a CAMMESA el método para calcular las deudas que Edesur mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del MMC. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por M\$384.403 de pesos argentinos (M\$ 27.215.856). A la fecha de los presentes estados financieros la mencionada instrucción está siendo implementada.

Según lo previsto en el Art. 5° de la Resolución SE N° 32/2015, el aumento transitorio aprobado por la misma fue posteriormente actualizado mediante las Notas SE N° 2097 y 2157, del 12 y el 16 de noviembre de 2015, respectivamente, como resultado del monitoreo periódico realizado por el E.N.R.E. de la evolución de los costos operativos de la Sociedad.

Asimismo, Edesur solicitó al E.N.R.E. la modificación del cuadro tarifario en los términos de los artículos 46 y 47 de la Ley N° 24.065 para que reflejaran los montos impuestos por la Resolución Secretaría de Trabajo (S.T.) N° 1906/2012 y el acta suscripta el 26 de febrero de 2013 con autoridades nacionales y el Ministerio de Trabajo, que definieron aumentos de remuneración solicitados por el Sindicato de Luz y Fuerza para los empleados propios y empleados de contratistas. El E.N.R.E. rechazó ambas solicitudes, pero dispuso dar intervención a la SE en los términos de la Resolución MPFIPyS N° 2000/2006, sin que aquella se haya expedido hasta la fecha.

Por último, con fecha 16 de diciembre de 2015, las nuevas autoridades nacionales declararon mediante el Decreto 134/2015, la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de

2017. Por el mismo, se instruye al Ministerio de Energía y Minería para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

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

- Con fecha 12 de julio de 2012, el E.N.R.E., mediante su Resolución N° 183/2012, designó como veedor en Edesur a Luis Miguel Barletta, acargo de fiscalizar y controlar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio a cargo de la Sociedad. El veedor designado se mantendría en sus funciones por un plazo de 45 días prorrogables. El 20 de julio de 2012, la Sociedad interpuso recurso de reconsideración con alzada en subsidio contra la Resolución E.N.R.E. N° 183/2012. En el mismo se ha rechazado la fundamentación dada en esa Resolución, y se ha planteado y demostrado el ahogo financiero y económico al que ha sido sometida Edesur desde hace años por parte del mismo E.N.R.E. y otras autoridades por la negativa a reflejar en tarifas los mayores costos o los valores que deben derivarse de una revisión tarifaria integral o a brindar al servicio otros ingresos. La veeduría fue prorrogada mediante Resoluciones E.N.R.E. N° 246/2012, N° 337/2012 y N° 34/2013, la Disposición E.N.R.E. N° 25/2013, la Resolución E.N.R.E. N° 243/13 y la Disposición E.N.R.E. N° 2/2014 de fecha 9 de enero de 2014, que amplía tal designación por otros 90 días hábiles administrativos, prorrogables. Con fecha 30 de enero de 2014 el E.N.R.E. emitió la Resolución N° 31/2014, la que, atento a la integración de un nuevo Directorio en dicho ente y habiendo sido designado como presidente del mismo el Ingeniero Ricardo Alejandro Martínez Leone, designa a este último como veedor en Edesur, en reemplazo del Ingeniero Luis Miguel Barletta, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables. La Disposición E.N.R.E. N° 36/2014, de fecha 17 de junio de 2014, vuelve a ampliar por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables, la designación del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur. Por la Disposición E.N.R.E. N° 244/2014, de fecha 3 de septiembre de 2014, se designa al Contador Rubén Emilio Segura en reemplazo del Ingeniero Martínez Leone como veedor en Edesur, por un plazo de 90 días hábiles administrativos, prorrogables, situación que ha sido renovada sucesivamente hasta el presente mediante las Resoluciones ENRE N° 128/2015, del 22 de abril de 2015, y N° 381/2015, del 23 de septiembre de 2015. Los efectos del recurso de reconsideración y alzada en subsidio interpuesto contra la resolución mencionada en primer término, se mantienen y extienden a las resoluciones a través de las cuales se dispuso prorrogar los efectos de la veeduría.

Con fecha 25 de enero de 2016 el Ministerio de Energía y Minería (MEyM) emitió la Resolución N° 6/2016 que aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y establece los precios de referencia estacionales de la potencia y energía correspondientes al período febrero - abril de 2016.

Adicionalmente, en orden a avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante incentivos al ahorro y el uso racional de la energía eléctrica de usuarios finales residenciales ("Plan Estímulo"), incorpora a través del MEM, un sistema de incentivos que se traducirá en un mecanismo de disminución del precio de

la energía sancionado como contrapartida del esfuerzo de cada usuario residencial en la reducción del consumo innecesario, que surgirá de comparar el consumo mensual de energía con el registrado en igual mes del año 2015.

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

El acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y estímulo al ahorro estará condicionado al cumplimiento, por parte de las Distribuidoras, de las obligaciones de pago en el MEM exigibles desde la entrada en vigencia de esta resolución. Asimismo, las Distribuidoras que tengan deudas con CAMMESA a la fecha del dictado de la resolución, como es el caso de Edesur, deberán, en un plazo no menor a los 30 días corridos, acordar un plan de pagos para la cancelación de la deuda en mora y, además, garantizar el pago de sus compras en el MEM a través de la cesión de sus créditos por cobranzas u otro mecanismo alternativo equivalente a satisfacción de CAMMESA, que permita asegurar tanto el cobro de la facturación corriente como el de la cuotas a abonar derivadas del acuerdo de pago a suscribirse por la deuda en mora.

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

Posteriormente, con fecha 27 de enero de 2016 fue emitida la Resolución MEyM N° 7/2016 que instruye al E.N.R.E. a:

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

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

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

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

Las mencionadas resoluciones suponen efectos significativos en diferentes áreas del negocio de la Sociedad. Además de lo referente a los incrementos en los montos de facturación evidenciados en los ingresos por ventas, también conllevó un efecto significativo en la actualización del valor de las multas que se ajustan en la línea con las variaciones en el valor agregado de distribución (VAD). En el período de tres meses finalizados el 31 de marzo de 2016, este último efecto implicó una pérdida financiera de aproximadamente 51.928,23 millones de pesos chilenos que se expone en la línea “Costos financieros” del estado del resultado integral.

Con fecha 21 de marzo de 2016, en ENRE emitió su Resolución 31/2016 que dispone que Edesur deberá abonar un resarcimiento a cada uno de los usuarios residenciales que hubieran sido afectados por las interrupciones de suministro de energía, ocurridas durante el período comprendido entre el 12 de febrero de 2016 y el 18 de febrero de 2016 con montos que varían según la cantidad de horas de corte, cuyo impacto total ascendió a 4.278,79 millones de pesos chilenos.

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

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

Por su parte, la resolución ENRE N° 55/2016 aprueba el programa para la RTI en el año 2016. La misma define los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informará a la Sociedad los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, e informará la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución. Por último, establece el 5 de septiembre de 2016 como plazo máximo para emitir la resolución convocando a Audiencia Pública

#### **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\$ 103 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\$ 61 millones) que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.

### 34. DOTACIÓN.

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

País	31-03-2016				Promedio del período
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	11	64	10	85	342
Argentina	43	3.634	1.124	4.801	4.803
Brasil	28	2.159	436	2.623	2.644
Perú	44	891	-	935	939
Colombia	36	1.513	27	1.576	1.564
<b>Total</b>	<b>162</b>	<b>8.261</b>	<b>1.597</b>	<b>10.020</b>	<b>10.293</b>

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

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

### 35. SANCIONES.

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

#### a) Filiales

##### 1.- 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\$ 1.077.148). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de \$ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.288.112) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 69.987). 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\$ 126.033) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 226.607). 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\$ 486.858) 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\$ 1.229.106), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por \$ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 17.724.639).

- 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\$ 5.223) 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\$ 597.449).
- 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\$ 1.636.427), 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\$ 904.635).
- 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\$ 479.930), 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\$ 160.589).
- Para el período iniciado el 1° de abril de 2015 y finalizado el 30 de junio de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de \$ 36.646.432,59 pesos argentinos (aprox. M\$1.669.781 ).
- Para el período iniciado el 1° de julio de 2015 y finalizado el 30 de septiembre de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 2 sanciones por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de \$ 11.989.572,66 pesos argentinos (aprox. M\$ 546.300) y 5 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 7.093.752 pesos argentinos (aprox. M\$ 323.224). Todas estas sanciones se encuentran actualmente recurridas por Edesur.
- Para el período iniciado el 1° de octubre de 2015 y finalizado el 31 de diciembre de 2015, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 6 sanciones por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de \$ 31.081.214 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.416.204) y 1 sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 21.840.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 995.131). Todas estas sanciones se encuentran actualmente recurridas por Edesur.

## 2.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 911). 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\$ 501). 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\$ 137).
- Durante el año 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

## 3.- Endesa Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 47 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.142). 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\$ 2.324). 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\$ 2.178). 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\$ 5.555). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.
- Durante los tres primeros trimestres de 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.
- Durante el año 2015 la Administración Federal de Ingresos Públicos impuso a Endesa Costanera una multa de \$ 58.479,75 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.665) y dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 444) , por infracción al artículo 970 del Código Aduanero (es decir, por no haber reingresado al país dentro del plazo concedido, mercadería egresada temporalmente). Se apeló dicha sanción toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en legal tiempo y forma, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.

#### 4.- 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\$ 36), 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\$ 146), 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\$ 251) 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 año 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

#### 5.- Yacylec S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio de la Líneas y Salida de servicio de Equipos por un total de \$ 53.585 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.442), siendo abonado por Yacylec S.A. durante el 2014 el monto de \$1.668 pesos argentinos (aprox. M\$ 76), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.
- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio de la Líneas y Salida de servicio de Equipos por un total de \$ 231.925 pesos argentinos (aprox. M\$ 10.568), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$ 321.254 pesos argentinos (aprox. M\$ 14.638) incluyendo intereses, los cuales fueron descontados por CAMMESA de los pagos de remuneración mensual durante el presente 2015.
- Durante el 2015 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a Salida de servicio por un total de \$ 26.130 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.191), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$17.313 pesos argentinos (aprox. M\$ 789) incluyendo intereses, de los cuales fueron descontados por CAMMESA de los pagos de remuneración mensual durante el presente 2015 \$ 5.078 pesos argentinos (aprox. M\$ 231), y \$12.235 pesos argentinos (aprox. M\$ 557.), se encuentran pendientes de pago dada la falta de ajuste de la remuneración que le corresponde a la Cía. por parte de la autoridades argentinas.

## 6. 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\$ 1.754), siendo abonado por TESA S.A. durante el 2014 el monto de \$ 46.072,38 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.099), correspondientes a las sanciones indicadas más interés.
- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 15.820 pesos argentinos (aprox. M\$ 721), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 17.951 pesos argentinos (aprox. M\$ 818) incluyendo intereses.
- Durante el año 2015 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 \$ 17.104 pesos argentinos (aprox. M\$ 779), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 21.087 pesos argentinos (aprox. M\$ 961) incluyendo intereses.

## 7. 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\$ 360), 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\$ 517).
- 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 \$ 5.728,49 pesos argentinos (aprox. M\$ 261), las cuales fueron abonadas por CTM S.A. durante el año 2014 y el año 2015 incluyendo los intereses correspondientes, en total se abonaron \$ 8.181 pesos argentinos (aprox. M\$ 373).
- Durante el año 2015, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso dos sanciones por cuestiones relacionadas a mantenimientos programados en estación transformadora Rincón Santa María y Salida de la Línea por un total de \$ 34.618 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.577), a la fecha fueron abonadas por CTM por un importe de \$ 44.749 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.039) incluyendo intereses.

## 8.- Ampla Energía S.A.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 5.610.497). 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\$ 27.026). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 669.590), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 397.600).
- 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\$ 22.623). 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\$ 12.480). (\*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\$ 14.384).
- 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\$ 4.561). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 3.922), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad técnica, por un monto de € 6.759.518 (aprox. M\$ 5.163.301). 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\$ 918.908). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 7.156.377), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 644.595). 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 Meioambiente 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\$ 61.309). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 por sanciones (aprox. M\$ 351). 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\$ 27.453). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 19.826 (aprox. M\$ 15.144).  
 (\*) **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\$ 508.396), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.496). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.818), 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\$ 47), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado (aprox. M\$ 490).
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por cuestiones de tarifa “baja renta” en un total de € 126.424 (aprox. M\$ 96.570). Los recursos presentados por Ampla fueron parcialmente aceptados y el valor de las sanciones han sido reducidos para € 101.173 (aprox. M\$ 77.282). Ampla ha pagado las mismas. En 2014, Ampla ha sido sancionada 2 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 6.743.609 (aprox. M\$ 5.151.148) , por los cuales ha pagado € 974.291 (aprox. M\$ 744.218). Hay pendiente de análisis un recurso presentado por Ampla en contra de la sanción de 2014.
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 36 sanciones por INEA – Instituto Estadual de Meioambiente y ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Niterói y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Angra dos Reis, siendo 8 advertencias y 28 multas por construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización y muerte de animales en una subestación y por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de € 197.563 (aprox. M\$ 150.910) . La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de la mayoría de los recursos. Ampla ha pagado € 540 (aprox. M\$ 412) en 2015 por 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 Meioambiente 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\$ 61.309) . 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\$ 351) por sanciones.

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

- En 2015, Ampla ha sido sancionada con 11 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un monto de € 1.768.001 (aprox. M\$ 1.350.499). Ampla ha presentado 5 demandas (justicia) para obtener la declaración de nulidad de sanciones y hay 6 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. En 2014, la sociedad fue sancionada con 14 multas en € 663.530 (aprox. M\$ 506.842). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha presentado 4 demandas para obtener la declaración de nulidad de sanciones y existen 8 recursos administrativos pendientes de juzgamiento por el órgano. Ampla ha pagado 2 sanciones al valor de € 2.343 (aprox. M\$ 1.790) en relación al periodo.
- En 2015, Ampla no ha sido sancionada con multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE). En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 62 (aprox. M\$ 47), los demás aún no han sido juzgados.
- En 2016, Ampla ha sido sancionada con 2 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un monto de € 216.662 (aprox. M\$ 165.499). Ampla ha presentado 2 recursos administrativos aún pendientes de juzgamiento por el órgano.
- En 2016, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos de defensa de los empleados (SRTE).
- En 2016, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales.
- En 2016, la sociedad no ha sido sancionada por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

#### 9.- Companhia Energética do Ceará (Coelce)

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 6.564.052). 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\$ 74.364). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 10.127.335), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 133.140) 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\$ 4.110). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 2.993). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 2.438), 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\$ 1.824). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.702.775 (aprox. M\$ 6.647.670). Coelce ha pagado € 16.319 (aprox. M\$ 12.465) por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto

de € 10.938.249 (aprox. M\$ 8.355.251). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M\$ 1.083.577).

- 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\$ 18.900), 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\$ 713). En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.220 (aprox. M\$ 5.515). 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\$ 2.449) por las sanciones del año de 2013.
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por problemas de calidad técnica y indicadores en un total de € 2.517.677 (aprox. M\$ 1.923.143) en contra han sido presentados recursos. Dos de los cuatro recursos han sido juzgados y Coelce ha pagado € 85.593 (aprox. M\$ 65.381) por las penalidades, los demás quedan a espera de análisis por el órgano. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.676.161 (aprox. M\$ 6.627.340). Coelce ha pagado € 16.270 (aprox. M\$ 12.428) por dos multas y ha presentado recursos en relación a los demás.
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 1 sanción por supresión irregular de vegetación y otros (incumplimiento de notificación), por un monto de € 5.406 (aprox. M\$ 4.129). La compañía ha presentado recursos contra todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2014 la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En 2015, la sociedad ha sido sancionada con 3 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE) por problemas con el plazo de prestación del servicio en un monto total de € 1.649.834 (aprox. M\$ 1.260.236) . Coelce ha pagado € 7.407 (aprox. M\$ 5.658) por una de las sanciones y ha presentado dos recursos sin manifestación del órgano a la fecha. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE y DECON/CE), por un monto de € 26.492 (aprox. M\$ 20.236), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos, 1 aún pendientes de juzgamiento. Coelce ha pagado € 6.874 (aprox. M\$ 5.251) 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.

- En 2016, la sociedad ha sido sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE) por problemas de calidad técnica y indicadores en un total de € 1.149.921 (aprox. M\$ 878.374) en contra han sido presentados recursos a espera de análisis por el órgano.
- En 2016, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales.
- En 2016, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos de defensa de los empleados (SRTE).



- En 2016, la sociedad no ha sido sancionada por Autoridad de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON).

#### 10.-Cien (Compañía de Interconexión Energética S.A.)

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 6.048). 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, consumidores o laborales).
- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.100 (aprox. M\$ 7.715). 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. \$ 47) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).
- En 2014 y 2015, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora.
- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. M\$ 47) y el recurso en contra la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado.
- En 2016, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos de defensa de los empleados (SRTE).
- En los años 2016 y 2015, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales).
- En 2016, la sociedad no ha sido sancionada por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

#### 11.- Edelnor S.A.A.

- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/. 1.861,63 (aprox. M\$ 375) 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\$ 512.046).
- 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\$ 835.334), fecha en la que Edelnor S.A.A. efectuó el pago de las mismas aplicando un régimen de rebaja. Sin perjuicio de ello, Edelnor S.A.A. interpuso recurso de apelación, el cual, al 30 de septiembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución.
- Durante el ejercicio 2014, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintidós (22) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 2.015.383 (aprox. M\$ 405.620).
- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Hualar vinculada con una supuesta omisión en la determinación del Impuesto Predial de los años 2010 a 2014 por un monto actualizado al 31 de marzo de 2015 de S/. 61.123 (aprox. M\$ 12.302). Dicha multa fue

impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución. Edelnor fue notificada con la Resolución a través de la cual se declara nula la Resolución de Multa emitida. El procedimiento concluyó satisfactoriamente para Edelnor.

- Durante el año 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con diez (10) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 1.481.359,57 (aprox. M\$ 298.141).
- En junio de 2015, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010. En julio de 2015, Edelnor pagó las multas antes mencionadas en la suma de S/.1.612.507 (aprox. M\$ 324.536), acogiéndolas a un régimen de gradualidad vigente. No obstante el pago efectuado, Edelnor ha impugnado dichas Resoluciones de Multa, cuya reclamación al 30 de septiembre de 2015 se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.
- En junio de 2015, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses del año 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/. 23.642 (aprox. M\$ 4.758). Las multas no fueron impugnadas, por lo que se procedió con el pago de las mismas.

## 12.- Edegel S.A.A.

- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.531) 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\$ 40.442) 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\$ 8.191) (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\$ 21.349) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008.

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

En ese sentido, con fecha 1 de septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN N° 1380-2014, por la cual se resolvió sancionar a Edegel S.A.A. con las mismas multas contenidas en la Resolución de Gerencia General. Ante ello, Edegel S.A.A. ha vuelto a presentar la impugnación, dejando constancia de que las sanciones (i) y (iv) ya fueron canceladas. Con fecha 17 de setiembre de 2014, EDEGEL presentó un escrito de apelación ante OSINERGMIN, por el cual solicitó a la Gerencia de Fiscalización Eléctrica que se eleve el recurso de apelación al órgano de segunda instancia, al cual solicita declararlo fundado y proceda al recálculo de las sanciones aplicables.

- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 9.755.900 (aprox. M\$ 1.963.492). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 "Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual" ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 96.828) 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\$ 91) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la

Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 69).

- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 819) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 614).
- 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\$ 7.447) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 1.759.227 (aprox. M\$ 354.066). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 15.721,523 (aprox. M\$ 3.164). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014, la misma que se encuentra en etapa de apelación, pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- Con fecha 23 de diciembre de 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por el pago extemporáneo del aporte por regulación. Finalmente, el OSINERGMIN con fecha 5 de junio de 2015, archivó el mencionado procedimiento.
- Con fecha 28 de enero de 2014, la Autoridad Nacional del Agua (ANA), inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por el reuso de aguas residuales industriales tratadas para el riego de áreas verdes. Luego de presentados los descargos respectivos por parte de Edegel S.A.A., con fecha 5 de junio de 2015, la ANA archivó el procedimiento.
- Con fecha 20 de marzo de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) le inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por haber incumplido las normas vigentes sobre la implementación y ejecución del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Con fecha 12 de junio de 2015, se archivó el mencionado procedimiento.
- En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del 'Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica'. Edegel S.A.A. presentó un escrito por el cual pagó la multa impuesta por OSINERGMIN de S/. 1.425,00 (equivalente a M\$ 287), a través de la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014.
- 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\$ 417).
- 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\$ 63.444). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.
- En 4 de diciembre de 2014, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) notificó a Edegel S.A.A. el inicio de un procedimiento administrativo sancionador, por incumplir con el procedimiento para supervisar la verificación de la disponibilidad y el estado operativo de las unidades de generación del SEIN. Con fecha 24 de abril de 2015, Edegel S.A.A. pagó la multa

impuesta por la Resolución Directoral 691-2015 de fecha 30 de marzo de 2015, la misma que ascendió al monto de S/. 2.928,42 (aprox. M\$ 589).

- Con fecha 11 de marzo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Edegel S.A.A., un procedimiento administrativo sancionador por la contaminación sonora producida al no haberse instalado paneles de mitigación sonora en la Central Térmica Santa Rosa de Ventanilla. Por Resolución N° 388-2015-OEFA-DSAI, de fecha 30 de abril de 2015, se sancionó a Edegel S.A.A. con una sanción de entre 1 y 100 UIT. Con fecha 16 de junio de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra dicha resolución. Con fecha 19 de junio de 2015, se concedió el mencionado recurso de apelación. Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución N° 039-2015-OEFA/TFA-SEE del 18 de septiembre de 2015 mediante la cual se declaró la nulidad de la Resolución Directoral N° 388-2015-OEFA/DFSAI y en consecuencia retrotraer el procedimiento administrativo sancionador al momento en que el vicio se produjo; y devolver el expediente a la Dirección de Fiscalización, Sanción y Aplicación de Incentivos para que se vuelva a pronunciar.
- Con fecha 13 de mayo de 2015, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) inició un procedimiento administrativo sancionador contra Edegel S.A.A. por incumplimiento a la Ley de Concesiones Eléctricas y al Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de Electricidad respecto a la línea de transmisión en 220kV Callahuanca-Chavarría, al no cumplir con la regularización de los bienes afectados por dicha concesión, de acuerdo con lo establecido en la cláusula 9 del mencionado contrato. Edegel S.A.A. ha presentado los descargos respectivos. El 15 de diciembre de 2015 se notificó la Resolución N° 2916-2015, mediante la cual se resuelve sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 986.710,00 (aprox. M\$ 198.587) por incumplir el numeral 9.4 del Contrato de Concesión Definitiva de Transmisión de la línea Callahuanca-Chavarría. Con fecha 6 de enero de 2016, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación.
- En junio de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses de los años 2011 a 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/. 85.695 (aprox. M\$ 17.247). Edegel S.A.A. aceptó las multas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.
- Con fecha 13 de octubre de 2015 Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución N° 2391-2015 del 29 de septiembre de 2015 mediante la cual OSINERGMIN resolvió: 1. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 237,96 (aprox. M\$ 50) por haberse excedido el plazo para la actividad de mantenimiento respecto de la unidad de generación G1 de la CH Matucana para el primer trimestre de 2014; 2. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de S/. 8.927,03 (aprox. M\$1.797) por haberse excedido en el plazo de la actividad de mantenimiento de la unidad de generación TG8 de la CT Santa Rosa para el primer trimestre de 2014 y a la unidad de generación TV de la CT Ventanilla para el segundo trimestre de 2014; 3. Sancionar a Edegel S.A.A. con una multa de 1.99 UIT por no haber presentado la justificación técnica de la unidad de generación G1 CH Matucana, unidad de generación TG8 de la CT Santa Rosa y unidad de generación TV de la CT Ventanilla dentro del plazo establecido para el primer trimestre de 2014. Con fecha 3 de noviembre de 2015, Edegel S.A.A. interpuso recurso de apelación contra los artículo 2° y 3° de la Resolución N° 2391-2015. Mediante escrito de fecha 3 de noviembre de 2015, Edegel S.A.A. paga la multa impuesta por el artículo 1° de la Resolución N° 2391-2015.
- En diciembre de 2015, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta de marzo, abril y junio año 2010 por un monto actualizado al 30 de noviembre de 2015 de S/ 14.211 (aprox. M\$ 2.860); y vinculadas con la menor determinación de saldo a favor del Impuesto a la Renta por el ejercicio 2010, actualizada al 30 de noviembre de 2015, la misma que asciende a S/. 17.103.702 (aprox. M\$ 3.442.326). La reclamación ya fue presentada y se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.

### 13.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005 (aprox. M\$ 1.410) 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\$ 3.195) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"): (i) haber trasgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber

trasgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.

- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual “Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)” ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M\$ 139.173) 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\$ 31.403). 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\$ 745) (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\$ 559) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- Con fecha 10 de abril de 2014, mediante Resolución N° 233-2013-OEFA/DFSAL/SDI, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Empresa Eléctrica de Piura S.A. un procedimiento administrativo sancionador por haber omitido información en la presentación de sus informes respecto de las emisiones gaseosas en el Informe Anual de Gestión 2011. Con fecha 8 de mayo de 2015, mediante Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAL, se declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Empresa Eléctrica de Piura S.A. en la infracción mencionada. No se impuso sanción ni medida correctiva al haberse subsanado dicha infracción. Con fecha 22 de junio de 2015, se notificó a Empresa Eléctrica de Piura S.A. que la Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAL quedó consentida.
- En noviembre de 2014, Banco de Crédito del Perú S.A., con quien Empresa Eléctrica de Piura S.A. suscribió un contrato de leasing referido al Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Malacas – TG5, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2015 de S/. 9.988.586 (aprox. M\$ 2.010.323). Banco de Crédito del Perú S.A. presentó la impugnación respectiva en diciembre de 2014, el cual se encuentra pendiente de resolución.
- El 5 de marzo de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con la Resolución N° 3 del Expediente N° 0395-2011-OS-EC-Cob. Mul. del 25 de febrero de 2015, por el cual se resolvió: (i) levantar la suspensión del procedimiento de ejecución coactiva y continuar con la tramitación del mismo; (ii) proseguir con el cobro de la obligación hasta su cancelación; y, (iii) requerir a Empresa Eléctrica de Piura S.A. para que en un plazo de siete (7) días útiles cumpla con el pago de la deuda ascendente a la suma de S/. 599.062 (aprox. M\$ 120.568), bajo apercibimiento de dictarse las medidas cautelares que correspondan conforme a ley.
- En julio de 2015, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada con Resoluciones de Multa referidas a omisiones en los pagos a cuenta del Impuesto a la Renta del ejercicio 2010. Tales multas fueron pagadas en el importe de S/.30.383 (aprox. M\$ 6.115) en agosto de 2015.

#### 14.- Chinango S.A.C.

- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 74.047), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, al 30 de septiembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 765) 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 CPI 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\$ 372) (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. \$ 2.435), 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\$ 9.822).
- 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\$ 123.452), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual, Chinango S.A.C. interpuso recurso de apelación en enero de 2015, el cual, al 30 de septiembre de 2015, se encuentra pendiente de resolución.
- Con fecha 19 de mayo de 2015, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Chinango S.A.C. un procedimiento administrativo sancionador por haber presuntamente presentado incompleto el tercer informe trimestral de monitoreo ambiental correspondiente al año 2013. Con fecha 16 de junio de 2015, Chinango S.A.C. presentó los descargos respectivos. El 27 de octubre de 2015 notificaron la Resolución Directoral N° 616-2015-OEFA/DFSAI del 30 de junio de 2015, mediante la cual se resolvió declarar la existencia de responsabilidad administrativa de Chinango SAC y declaró que no resulta pertinente el dictado de medida correctiva, informar a Chinango SAC que contra lo resuelto es posible la interposición del recurso de reconsideración y apelación dentro del plazo de 15 días hábiles y disponer la inscripción de la presente Resolución en el Registro de Actos Administrativos. Mediante resolución directoral 1078-2015- DFSAI-OEFA, de fecha 3 de diciembre de 2015 se declara consentida la resolución que atribuye responsabilidad administrativa por parte de Chinango.
- En junio de 2015, Chinango S.A.C. fue sancionada con multas impuestas por OSINERGMIN por una supuesta omisión en la presentación de la declaración jurada del Aporte por Regulación de diversos meses del año 2014. La contingencia actualizada al 30 de junio de 2015 es de S/. 79.857 (aprox. M\$ 16.072). Chinango S.A.C. aceptó las multas impuestas, por lo que procedió con pagarlas sin iniciar litigio alguno.
- En septiembre de 2015, Chinango S.A.C. fue notificada con diversas Resoluciones de Multa referidas a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2012 y pagos a cuenta de dicho año por el importe de S/.1.424,122 (aprox. M\$ 287). En octubre de 2015, Chinango procederá con pagar la deuda antes mencionada acogiéndola al régimen de gradualidad vigente, sin perjuicio de presentar el recurso de reclamación respectivo.

#### 15.- Generalima S.A.C.

- En diciembre de 2015, antes de que SUNAT notifique las correspondientes resoluciones, Generalima S.A.C. pagó de forma voluntaria multas rebajadas vinculadas con llevar registros con atraso por un monto actualizado al 22 de diciembre de 2015 de S/ 15.179 (aprox. M\$ 3.158), detectada con ocasión del procedimiento de; y vinculadas con la menor determinación de saldo a favor del Impuesto a la Renta por el ejercicio 2009, actualizada al 22 de diciembre de 2015, la misma que asciende a S/ 66.911 (aprox. M\$ 13.467).

## 16.- Emgesa

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

En el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2016, la sociedad no ha sido sancionada.

## 17.- Codensa

- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 37.175) 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\$ 5.024), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades. **Terminada y pagada.**
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. M\$ 17.245), 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\$ 28.219), por falla en la prestación del servicio-incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998. **Terminada y pagada.**
- El 16 de julio de 2014 mediante la Resolución N° 20142400025295 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) confirmó sanción a Codensa por Col \$13.558.500 (aprox. M\$ 3.005), por incumplimiento de la Resolución Creg.097 de 2008, toda vez que no acreditó dentro del plazo previsto (6 de abril de 2010) el cumplimiento de los requisitos para dar inicio a la aplicación del esquema calidad en el servicio. **Terminada y pagada.**
- El 17 de noviembre de 2015, mediante resolución No. SSPD-20152400051515 proferida por la Superintendencia de servicios Públicos Domiciliarios este ente de vigilancia y control resolvió imponer una multa por Col\$ 20.619.200,00 (aprox. M\$ 4.570), por un tema de reconocimiento de propiedad de activos por parte del gimnasio denominado "Hard Body". Frente a la resolución se presentó, en término, el recurso de reposición respectivo, el cual se encuentra a la espera de que se resuelva.
- En el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2016, la sociedad no ha sido sancionada.

## 18.- Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Mediante resolución 1312 del 30 de enero de 2014, la Superintendencia de Puertos y Transportes sancionó a la SPCC con el pago de la suma de Col\$ 2.142.400 (aprox. M\$ 475), 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.**
- En el período comprendido entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2016, la sociedad no ha sido sancionada.

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

### 36. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales por los períodos terminados al 31 de marzo de 2016 y 2015, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-03-2016 M\$					31-03-2015 M\$		
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior	
EMGESA	Manejo ambiental Hidra	Mejora Tolvas Termozipa	En proceso	27.925	27.925	-	-	-	27.925	-	
		Oper. Límite Pagua	En proceso	50.291	50.291	-	-	-	50.291	-	
EDEGEL	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	6.563	-	6.563	127.607	31-12-2016	134.170	139.083	
		Estudios ambientales	Terminado	2.101	-	2.101	34.723	31-12-2016	36.824	38.171	
		Gestión de residuos	Terminado	23.004	-	23.004	75.592	31-12-2016	98.596	88.537	
		Mitigaciones y restauraciones	Terminado	0	-	0	18.552	31-12-2016	18.552	28.848	
		Monitoreos ambientales	Terminado	31.749	-	31.749	104.263	31-12-2016	136.012	140.991	
		Paisajismo y áreas verdes	Terminado	22.659	-	22.659	109.814	31-12-2016	132.473	137.323	
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales	Terminado	-	-	-	147.532	31-12-2016	147.532	152.934	
		Compensación por impactos	Terminado	-	-	-	3.654	31-12-2016	3.654	3.788	
		Estudios ambientales	Terminado	769	-	769	17.784	31-12-2016	18.553	19.232	
		Gestión de residuos	Terminado	10.447	-	10.447	35.933	31-12-2016	46.380	48.079	
		Mitigaciones y restauraciones	Terminado	0	-	0	9.276	31-12-2016	9.276	9.616	
		Monitoreos ambientales	Terminado	25.557	-	25.557	48.596	31-12-2016	74.153	76.867	
		Paisajismo y áreas verdes	Terminado	862	-	862	6.868	31-12-2016	7.730	8.013	
EDESUR	Material contaminante	Manipulación de material contaminante	En proceso	19.289	-	19.289	-	-	19.289	8.020	
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente :								
		Desmantelamiento de Transformadores con residuos PCbs	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera años a.c, en la	En proceso	32.337	32.337	-	1.305.342	31-12-2028	1.337.679	-
		Nueva Esperanza rescate arqueológico	ubicación donde se contruirá la subetacion de Nueva Esperanza.	En proceso	64.905	64.905	-	-	-	64.905	688.848
	Nueva Esperanza compensación ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestacion Nueva Esperanza	En proceso	65.138	65.138	-	-	-	65.138	-	
<b>Total</b>				<b>383.596</b>	<b>240.596</b>	<b>143.000</b>	<b>2.045.536</b>		<b>2.429.132</b>	<b>1.588.350</b>	



Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	31-03-2015 M\$						31-03-2014 M\$
				Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo	En proceso	16.882.961	16.882.961	-	7.044.852	31-12-2015	<b>23.927.813</b>	2.390.989
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales	En proceso	69.726	69.726	-	-	-	<b>69.726</b>	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	<b>139.083</b>	14.141
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	33.011	-	33.011	104.312	31-12-2015	<b>137.323</b>	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	<b>140.991</b>	43.311
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	45.564	-	45.564	42.973	31-12-2015	<b>88.537</b>	30.853
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	981	-	981	37.190	31-12-2015	<b>38.171</b>	-
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	2.533	-	2.533	26.315	31-12-2015	<b>28.848</b>	-
CHINANGO	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	4.749	31-12-2015	<b>4.749</b>	-
	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	<b>152.934</b>	-
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor	En proceso	1.419	-	1.419	6.594	31-12-2015	<b>8.013</b>	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	<b>76.867</b>	49.582
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos	En proceso	6.561	-	6.561	41.518	31-12-2015	<b>48.079</b>	10.497
	Estudios ambientales	Estudios sobre aspectos ambientales	En proceso	-	-	-	19.232	31-12-2015	<b>19.232</b>	-
EDESUR	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua	En proceso	-	-	-	9.616	31-12-2015	<b>9.616</b>	-
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes	En proceso	-	-	-	3.788	31-12-2015	<b>3.788</b>	25.850
	Material contaminante	Manipulación de material contaminante	En proceso	5.673	-	5.673	-	-	<b>5.673</b>	994
CODENSA	Desmantelamiento PCBs	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBs	En proceso	7.722	7.722	-	-	-	<b>7.722</b>	-
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza	En proceso	136.575	136.575	-	-	-	<b>136.575</b>	-
	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	-	-	-	<b>72.955</b>	136.272
<b>Total</b>				<b>17.429.781</b>	<b>17.169.939</b>	<b>259.842</b>	<b>7.686.914</b>		<b>25.116.695</b>	<b>3.781.342</b>

### 37. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

Estados financieros	31-03-2016																		
	Activos Corrientes	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganacia (Perdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Chilectra Américas S.A.	Consolidado	32.886.149	460.146.004	493.032.153	461.883	6.213.721	496.356.549	493.032.153	-	-	-	(46.714)	(46.714)	168.308	(11.948.168)	2.573.141	(9.375.027)	27.530.884	18.155.857
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	26.825.687	48.358.373	75.184.060	9.345.713	-	65.838.347	75.184.060	-	-	-	(529)	(529)	283.916	9.666.685	(79.265)	9.587.420	(2.331.451)	7.255.969
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	104.861.710	661.306.041	766.167.751	181.182.494	283.008.897	301.976.360	766.167.751	157.791.666	(107.531.850)	50.259.815	39.033.898	30.911.412	(3.404.071)	27.512.165	(8.128.156)	19.384.009	(10.981.378)	8.402.631
Endesa Américas S.A.	Separado	112.713.664	1.079.026.633	1.191.740.297	41.386.259	191.425	1.150.162.613	1.191.740.297	-	-	-	(288.231)	(288.231)	(303.013)	50.700.293	7.344.300	58.044.593	-	58.044.593
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.676.420	27.142.102	28.818.522	548.081	-	28.270.441	28.818.522	-	-	-	(7.086)	(7.086)	257.797	250.711	(87.793)	162.919	(5.418.409)	(5.255.490)
Endesa Costanera S.A.	Separado	28.779.921	129.199.335	157.979.256	96.865.337	47.314.384	13.799.535	157.979.256	22.483.981	(1.053.091)	21.430.890	10.888.592	6.753.262	(6.913.120)	(166.151)	1.574.249	1.408.099	(2.472.891)	(1.064.792)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	45.312.430	218.852.379	264.164.809	69.027.508	54.947.796	140.189.505	264.164.809	7.185.506	(951.576)	6.233.930	4.735.762	4.266.124	19.663.671	24.172.084	(8.408.212)	15.763.872	(24.933.241)	(9.169.369)
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	263.982.344	1.797.402.369	2.061.384.713	478.442.137	918.833.729	664.108.847	2.061.384.713	237.924.054	(106.622.513)	131.301.541	116.210.321	105.256.030	(22.714.041)	82.056.142	(34.839.953)	47.216.189	13.711.871	60.928.060
Generandes Perú S.A.	Separado	3.721.444	217.098.079	220.819.523	3.150.346	-	217.669.177	220.819.523	(0)	-	(0)	(3.724)	(3.724)	10.640	3.191.963	3.905	3.195.868	(8.055.171)	(4.859.303)
Edegel S.A.A.	Separado	122.785.836	688.606.664	811.392.500	113.463.235	164.169.077	533.760.188	811.392.500	99.599.335	(43.659.313)	55.940.022	47.215.489	37.121.426	(951.558)	39.876.974	(9.850.277)	30.026.697	(19.153.956)	10.872.741
Chinango S.A.C.	Separado	10.189.820	107.881.687	118.071.507	10.929.563	37.794.959	69.346.985	118.071.507	10.446.639	(2.165.698)	8.280.941	7.293.598	6.518.196	(162.420)	6.355.776	(1.791.737)	4.564.040	(2.063.173)	2.500.867
Enel Brasil S.A.	Separado	107.021.689	771.002.599	878.024.288	54.464.388	16.199.313	807.360.587	878.024.288	-	(380)	(380)	(5.571.703)	(5.571.703)	8.497.458	2.906.150	(2.343.770)	562.379	27.442.184	28.004.563
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	37.922.289	118.823.175	156.745.464	30.040.681	690.196	126.014.597	156.745.464	35.540.651	(22.186.098)	13.354.553	11.550.486	10.283.019	(112.441)	10.170.578	(3.522.484)	6.648.094	4.529.731	11.177.825
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	53.389.379	80.190.397	133.579.776	30.636.524	889.157	102.054.095	133.579.776	38.830.604	(16.015.526)	22.815.078	21.016.328	19.931.044	1.206.460	21.137.504	(7.232.189)	13.905.315	3.436.089	17.341.404
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	32.407.275	186.837.036	219.244.311	56.255.492	27.434.438	135.554.381	219.244.311	11.232.750	(517.959)	10.714.790	9.499.578	7.058.277	(938.665)	6.119.612	(2.094.379)	4.025.233	4.598.193	8.623.426
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	12.010.995	781.103	12.792.098	9.264.588	18.197.971	(14.670.461)	12.792.098	279.801	-	279.801	171.035	145.174	(3.328.969)	(3.183.794)	-	(3.183.794)	2.410.612	(773.182)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	268.307.566	583.922.023	852.229.589	209.155.235	220.528.182	422.546.172	852.229.589	154.855.199	(102.445.937)	52.409.262	33.252.828	23.099.631	(4.298.254)	18.226.016	(3.398.678)	14.827.340	14.186.656	29.013.996
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Separado	3.114.956	1.744.003	4.858.959	4.330.601	-	528.358	4.858.959	1.240.387	(770.392)	469.994	(285.381)	(364.250)	(27.279)	(391.529)	12.811	(378.718)	18.856	(359.862)
Ampla Energia e Servicios S.A.	Separado	413.621.797	1.061.474.746	1.475.096.543	307.027.801	696.706.384	471.362.358	1.475.096.543	188.116.165	(120.153.588)	87.962.577	34.189.296	18.290.897	(15.963.733)	1.104.084	(1.757.375)	(653.291)	11.859.314	11.206.023
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	185.317.569	853.859.657	1.039.177.226	361.212.674	238.380.819	439.583.733	1.039.177.226	218.591.454	(130.799.410)	87.792.044	66.728.072	53.233.163	(7.919.953)	45.126.445	(19.657.886)	25.468.559	7.589.304	33.057.863
Inversora Codensa S.A.	Separado	491	63	554	18	-	536	554	-	-	(12)	(12)	-	(12)	(2)	(14)	(1)	(15)	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	183.401.171	395.553.004	578.954.175	448.937.131	148.231.372	(18.214.328)	578.954.175	145.304.735	(60.053.358)	85.251.377	23.150.970	19.669.504	(63.928.657)	(44.248.347)	-	(44.248.347)	(2.223.055)	(46.471.402)
Generalilma, S.A.C.	Separado	5.502.817	48.698.151	54.200.968	20.083.412	7.898.494	26.219.062	54.200.968	-	-	(191.044)	(191.346)	(293.288)	(484.634)	-	(484.634)	(987.121)	(1.471.755)	
Endesa Cema, S.A.	Separado	19.938.832	127.208	20.066.040	18.349.937	-	1.716.103	20.066.040	569.805	(41.991)	527.813	30.954	20.908	114.944	156.303	(68.782)	87.521	(318.865)	(231.344)
Grupo Dock Stud. S.A.	Consolidado	65.097.811	111.207.778	176.305.589	41.669.382	62.392.958	72.243.249	176.305.589	29.630.998	(21.667.059)	7.963.939	5.940.294	2.941.305	5.718.194	8.659.499	(3.104.887)	5.554.612	(13.181.268)	(7.626.656)
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	53.747.644	77.597.588	131.345.232	16.900.873	43.760.714	70.683.645	131.345.232	19.126.698	(9.646.468)	9.480.230	7.981.749	6.583.642	(532.212)	6.047.812	(1.734.223)	4.313.589	(2.125.701)	2.187.888
Grupo Distrilima	Consolidado	122.411.614	661.306.041	783.717.655	181.252.424	283.008.897	319.456.334	783.717.655	157.791.666	(107.531.850)	50.259.815	39.033.969	30.910.883	(3.120.155)	27.795.552	(8.207.421)	19.588.131	(11.626.143)	7.961.988
Grupo Endesa Américas	Consolidado	528.417.299	3.443.010.986	3.971.428.285	752.899.679	1.221.846.353	1.996.682.253	3.971.428.285	141.538.250	(58.339.931)	83.198.320	73.008.419	64.367.685	(18.429.318)	52.083.309	(5.055.042)	47.028.267	114.504.840	161.533.108
Grupo Enel Brasil	Consolidado	809.543.782	2.065.116.845	2.874.660.627	584.840.703	792.694.087	1.497.125.837	2.874.660.627	386.651.172	(218.390.671)	168.260.501	103.958.022	72.952.608	(18.423.790)	52.730.379	(20.336.063)	32.394.316	53.222.328	85.616.644
Grupo Generandes Perú	Consolidado	129.826.557	773.843.233	903.669.790	120.672.600	201.964.036	581.033.154	903.669.790	109.920.097	(45.699.134)	64.220.962	54.505.363	43.635.898	(1.103.337)	43.746.559	(11.638.109)	32.108.450	(16.710.665)	15.397.785
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	75.367.941	349.703.393	425.071.334	165.940.344	100.765.588	158.365.402	425.071.334	29.423.244	(2.004.667)	27.418.577	15.616.250	11.011.281	12.949.581	24.236.244	(6.932.383)	17.303.861	(28.231.112)	(10.927.251)

31-12-2015																			
Estados financieros	Activos Corriente	Activos No Corrientes	Total Activos	Pasivos Corrientes	Pasivos No Corrientes	Patrimonio	Total de Patrimonio y Pasivos	Ingresos Ordinarios	Materias primas y consumibles utilizados	Margen de Contribución	Resultado Bruto de explotación	Resultado de explotación	Resultado Financiero	Resultado antes de impuesto	Impuesto sobre la sociedad	Ganacia (Perdida)	Otro resultado integral	Resultado integral total	
MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS	MS
<b>Operaciones Continuas:</b>																			
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	18.246.316	50.156.404	68.402.720	325.792	-	68.076.928	68.402.720	-	-	(5.028)	(5.028)	959.095	21.003.199	(266.930)	20.736.269	1.311.144	22.047.413	
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	98.125.347	675.858.105	773.983.452	192.215.161	269.823.997	311.944.294	773.983.452	562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.377.938	107.705.092	(16.772.560)	91.535.126	(27.924.718)	63.610.408	6.877.338	70.487.746
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.814.294	32.328.045	34.142.249	616.318	-	33.525.931	34.142.249	-	-	(64.074)	(64.074)	1.023.419	959.344	(338.372)	622.972	(10.352.540)	(9.729.568)	
Central Costanera S.A.	Separado	27.559.412	142.918.106	170.477.518	102.001.988	53.611.202	14.864.328	170.477.518	100.856.664	(4.598.130)	96.258.534	41.604.328	20.372.179	(24.944.190)	(4.012.455)	3.013.645	(998.809)	(4.729.767)	(5.728.576)
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Separado	44.240.854	240.460.115	284.700.969	71.433.902	63.908.193	149.358.874	284.700.969	40.004.655	(4.574.336)	35.430.318	28.820.101	27.009.175	141.308.348	169.850.815	(69.047.935)	110.802.880	(44.667.506)	66.135.374
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	172.918.511	1.803.546.987	1.976.465.498	349.736.334	831.187.906	795.541.258	1.976.465.498	778.768.426	(321.664.855)	457.103.571	412.046.148	372.828.429	(39.872.136)	332.845.961	(120.949.697)	211.896.264	(91.252.276)	120.643.988
Generandes Perú S.A.	Separado	1.945.582	225.170.087	227.115.669	1.364.513	-	225.751.156	227.115.669	-	-	(32.396)	(32.396)	172.406	42.094.142	(50.002)	42.044.140	4.890.902	46.935.042	
Edgell S.A.A.	Separado	111.421.412	723.995.979	835.417.391	117.775.269	188.814.672	528.827.450	835.417.391	343.761.564	(143.234.611)	200.526.954	164.344.988	116.593.374	(9.260.148)	122.550.483	(31.389.446)	91.161.037	4.059.334	95.220.371
Chinango S.A.C.	Separado	7.647.526	112.688.111	120.335.637	6.369.365	40.621.719	71.344.553	120.335.637	39.114.967	(8.235.270)	30.879.697	26.280.972	23.095.212	(1.057.861)	22.037.351	(6.827.262)	15.210.089	(709.295)	14.501.794
Enel Brasil S.A.	Separado	110.127.302	736.398.722	846.526.074	51.310.987	15.859.063	779.356.024	846.526.074	-	-	(21.299.668)	(21.417.232)	26.840.323	122.982.000	(8.959.080)	(11.022.920)	(94.845.796)	(80.822.876)	
Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A.	Separado	36.820.903	114.401.115	151.222.018	35.746.585	638.562	114.836.871	151.222.018	159.051.928	(111.228.959)	47.823.335	40.544.633	34.866.986	3.245.644	38.112.630	(13.299.903)	24.812.727	(26.130.490)	(1.317.763)
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	43.483.356	77.906.552	121.389.908	33.306.336	3.370.881	84.712.691	121.389.908	91.563.206	(17.395.858)	74.167.348	66.975.312	61.972.753	3.514.857	68.467.810	(22.519.731)	42.967.879	(13.348.590)	29.619.289
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	29.310.056	185.030.817	214.340.873	57.239.098	30.170.820	126.930.955	214.340.873	55.533.872	(3.125.790)	52.408.082	45.152.292	34.319.511	15.559.865	49.879.376	(17.387.165)	32.492.212	(27.600.284)	4.891.928
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	13.944.906	934.689	14.879.595	10.860.864	17.896.009	(13.897.278)	14.879.595	1.644.146	-	1.644.146	322.095	770.315	(17.579.292)	(16.801.955)	(998.283)	(17.800.238)	4.199.017	(13.601.221)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	267.538.669	569.364.164	836.902.833	219.528.371	223.842.286	393.532.176	836.902.833	810.184.252	(581.689.470)	229.494.783	136.443.771	100.911.453	(12.650.857)	85.012.938	(12.997.078)	72.015.860	(97.029.555)	(25.013.695)
EN-Brasil Comercio e Serviços S.A.	Separado	2.673.792	1.448.487	4.122.279	3.234.058	-	888.221	4.122.279	5.603.833	(3.041.559)	2.562.075	(614.126)	(782.696)	136.846	(645.850)	(735.808)	(1.381.657)	(163.062)	(1.544.719)
Ampla Energia E Serviços S.A.	Separado	385.803.702	1.016.536.280	1.402.339.982	333.276.269	608.907.379	460.156.334	1.402.339.982	1.026.680.070	(804.701.402)	221.978.668	93.688.470	26.422.575	(35.938.130)	(13.026.933)	2.147.615	(10.878.978)	(139.016.506)	(149.895.484)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energia S.A.	Separado	207.553.184	841.585.897	1.049.139.081	247.749.853	281.940.697	519.448.531	1.049.139.081	884.467.266	(500.570.712)	383.896.554	295.143.439	235.587.544	(27.459.741)	207.999.316	(84.883.205)	123.116.111	(61.679.252)	61.436.859
Inversora Codensa S.A.	Separado	491	63	554	3	-	551	554	-	-	(189)	(189)	-	(189)	(8)	(198)	(91)	(289)	
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	191.441.460	443.412.232	634.853.692	431.630.045	174.966.573	28.257.074	634.853.692	607.344.916	(157.387.237)	449.957.679	119.294.227	103.775.386	(3.942.519)	99.980.518	(463.471)	99.517.047	(8.206.492)	91.250.555
Generálma, S.A.C.	Separado	5.697.317	50.472.490	56.169.807	20.328.170	8.150.819	27.690.818	56.169.807	-	-	(373.459)	(373.459)	(2.233.357)	(412.473)	(285.187)	(697.659)	727.779	30.120	
Endesa Censa, S.A.	Separado	22.954.619	91.195	23.045.814	21.098.368	-	1.947.446	23.045.814	2.269.586	(1.017.940)	1.251.646	(1.206.493)	(1.255.814)	897.816	(357.998)	(1.466.245)	(1.824.243)	(628.380)	(2.450.623)
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	46.722.332	126.188.103	172.916.835	25.736.485	67.304.445	79.869.905	172.916.835	69.962.810	(43.265.695)	26.697.115	14.806.741	3.309.477	53.770.197	57.229.446	(18.102.752)	39.126.694	(24.156.874)	14.969.820
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	54.357.844	81.815.037	136.172.881	19.831.659	47.845.465	68.495.757	136.172.881	58.092.640	(26.124.119)	31.968.521	23.168.206	17.663.200	(5.755.667)	12.013.784	(4.166.389)	7.847.394	720.031	8.567.425
Grupo Distrilima	Consolidado	116.371.663	675.858.105	792.229.768	192.540.953	269.823.997	329.864.818	792.229.768	562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.372.910	107.700.064	(15.813.466)	92.489.193	(28.191.648)	64.297.545	7.349.620	71.647.165
Grupo Enel Brasil	Consolidado	796.102.019	1.994.170.372	2.790.272.391	653.756.270	725.006.817	1.411.509.304	2.790.272.391	2.016.468.833	(1.385.921.254)	630.567.580	363.360.618	238.408.123	(36.592.245)	193.064.201	(76.715.148)	118.349.053	(370.529.946)	(252.180.893)
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.919	808.085.916	928.453.235	126.541.945	229.436.392	572.474.898	928.453.235	382.452.709	(151.046.058)	231.406.651	190.953.564	139.656.190	(10.145.603)	133.321.519	(38.266.710)	95.054.809	(9.131.696)	85.923.113
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	458.911.479	173.663.474	115.955.351	169.292.654	458.911.479	140.398.933	(9.172.466)	131.226.467	70.334.513	47.291.438	117.190.764	165.754.140	(56.407.124)	109.347.016	(50.970.094)	58.376.922
<b>Operaciones Discontinuas:</b>																			
Chiletra S.A.	Consolidado	764.264.413	766.740.395	1.531.004.808	363.516.173	54.831.044	1.112.657.591	1.531.004.808	1.257.732.164	(983.732.902)	273.999.262	185.114.892	149.293.693	12.669.568	176.628.861	(36.956.051)	188.750.734	(111.222.756)	77.527.978
Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	54.816.036	11.561.339	66.377.375	5.586.978	1.305.133	53.485.364	66.377.375	8.660.778	-	8.660.778	(397.886)	(511.775)	2.260.216	6.041.979	(765.180)	5.276.799	(76.578)	5.200.221
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	563.422.232	3.601.559.005	4.164.981.237	807.918.132	1.027.287.096	2.329.776.009	4.164.981.237	1.407.824.978	(1.061.507.980)	346.316.998	225.230.207	143.639.130	(126.334.330)	264.255.963	(32.534.204)	213.421.760	(92.076.119)	121.345.641
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	63.745.589	201.366.300	265.111.889	64.820.897	51.972.920	148.318.072	265.111.889	193.189.705	(28.569.912)	164.619.793	159.244.283	150.615.199	2.049.116	152.664.315	(34.647.895)	118.016.421	33.526	118.049.947
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	82.875.363	509.275.829	592.151.192	116.138.485	44.379.433	432.633.274	592.151.192	230.852.534	(139.555.849)	91.296.865	73.665.446	64.306.244	24.323.943	88.341.669	(18.079.279)	70.262.390	(624)	70.261.766
Grupo Endesa Chile	Consolidado	4.412.561.440	2.866.208.895	7.278.770.335	2.527.875.495	1.207.004.760	3.543.890.080	7.278.770.335	1.543.810.316	(880.891.223)	662.919.093	516.860.724	401.818.817	(114.252.182)	300.487.081	(76.655.819)	635.020.813	(347.578.686)	287.442.127
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	245.456.212	207.236.190	452.692.402	24.048.629	49.959.438	378.684.335	452.692.402	183.015.183	(110.330.364)	72.684.819	57.943.644	46.360.426	10.304.578	56.660.371	(10.444.811)	46.215.560	(3.059.806)	43.155.754

### 38. HECHOS POSTERIORES.

- Con fecha 14 de abril de 2016, se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

1.- Comunicar que, con fecha 13 de abril de 2016, la Superintendencia de Valores y Seguros procedió a inscribir a Enersis Chile S. A. y sus acciones en su Registro de Valores, y que, en la Bolsa de Comercio de Santiago, la bolsa de Corredores de Valparaíso, la bolsa electrónica de Chile y la New York Stock Exchange de los Estados Unidos de América, se han efectuado las inscripciones correspondientes, todo ello de conformidad con lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas S.A. (anteriormente Enersis S.A) celebrada el 18 de diciembre de 2015. Por lo anterior, corresponde que las acciones en que se divide el capital social de Enersis Chile se entreguen liberadas de todo pago a los accionistas de Enersis Américas S.A. con derecho a recibirlas.

2.- Comunicar que según lo acordado por el Directorio de Enersis Chile S.A., dicha sociedad efectuará la distribución y entrega material de un total de 49.092.772.762 acciones emitidas por Enersis Chile, todas nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, el día 21 de abril de 2016, a los accionistas de Enersis Américas S.A. que figuren inscritos en el registro de accionistas de esta última sociedad a la medianoche del día anterior al 21 de abril de 2016.

3.- Dicha distribución se efectuará a los accionistas de Enersis Américas S.A. entregando una acción de Enersis Chile por cada acción de Enersis Américas S.A. que posean inscritas a su nombre en el registro respectivo a la medianoche del día anterior al 21 de abril de 2016. A partir de la señalada fecha del 21 de abril de 2016, las acciones emitidas por Enersis Chile se podrán cotizar oficialmente en las bolsas de valores antes indicadas.

4.- Los títulos representativos de sus acciones en Enersis Chile S.A. serán puestos a disposición de los accionistas de Enersis Américas S.A. para ser retirados a partir del mismo día 21 de abril de 2016 en las oficinas de DCV Registros S.A., Huérfanos 770, piso 22, comuna de Santiago, de lunes a jueves entre las 09:00 y las 17:00 horas y los días viernes entre las 09:00 y las 16:00 horas.

- En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 28 de abril de 2016, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio proforma pagado en enero de 2016) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$204.874.253.630, que equivale a \$4,17321 por acción.

Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a \$167.209.724.296, que equivale a \$3,40599 por acción.

Además se eligió un nuevo Directorio de la Compañía por un período de tres años, conformado por las siguientes personas:

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

- En sesión de Directorio de Enersis Américas S.A. celebrada el día 29 de abril de 2016 fue elegido como Presidente del Directorio y de la Compañía, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

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, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa que los Directores integrantes del señalado Comité son directores independientes.

El Directorio de la Sociedad ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores de Enersis Américas S.A., a don Hernán Somerville Senn, y que el Comité de Directores de la Compañía ha designado como Presidente de dicho órgano societario a don Hernán Somerville Senn y como Secretario del mismo a don Domingo Valdés Prieto.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de abril de 2016 y la fecha de emisión de los estados financieros.

## ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS

Este anexo es parte de la nota 2.4 “Entidades filiales”.

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Control a 31/03/2016			% Control a 31/12/2015			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Ampla Energía E Serviços S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%	13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%	0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,99%	69,99%	0,00%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Geradora Termoeleétrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeleétrica
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
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%	15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%	27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%	0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Extranjero	Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%	80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P. (7)	Peso Colombiano	21,60%	34,83%	56,43%	21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Extranjero	Emgesa Panama S.A. (7)	Dólar	0,00%	56,43%	56,43%	0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panamá	Compra/Venta de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%	24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%	16,02%	83,43%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%	0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	50,09%	49,91%	100,00%	50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%	55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
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	Proveeduría de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
Extranjero	Eólica Fazenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%	0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
Extranjero	Generalima, S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Generandes Perú S.A. (2)	Nuevos Soles	39,00%	61,00%	100,00%	39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%	0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%	0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%	34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%	57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
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.
- (2) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis Américas adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inka 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 Inka Holdings fue fusionada con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inka.
- (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:

No ocurrieron incorporaciones al perímetro de consolidación al 31 de marzo de 2016 y 31 de diciembre de 2015

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Control				% Control			
	al 31 de marzo de 2016				al 31 de diciembre de 2015			
	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación	Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Eólica Canela S.A.	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global	0,00%	75,00%	75,00%	Integración global
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	0,00%	51,00%	51,00%	Integración global	0,00%	51,00%	51,00%	Integración global
Chilectra Inversud S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Chilectra S.A.	99,08%	0,01%	99,09%	Integración global	99,08%	0,01%	99,09%	Integración global
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	3,78%	96,21%	99,99%	Integración global	3,78%	96,21%	99,99%	Integración global
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	0,00%	92,65%	92,65%	Integración global	0,00%	92,65%	92,65%	Integración global
Empresa Nacional de Electricidad S.A	59,98%	0,00%	59,98%	Integración global	59,98%	0,00%	59,98%	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4)	99,00%	1,00%	100,00%	Integración global	99,00%	1,00%	100,00%	Integración global
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4)	99,99%	0,00%	99,99%	Integración global	99,99%	0,00%	99,99%	Integración global
Luz Andes Ltda.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	0,00%	57,50%	57,50%	Integración global	0,00%	57,50%	57,50%	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (6)	-	-	-	Integración global	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	0,00%	50,00%	50,00%	Integración global	0,00%	50,00%	50,00%	Integración global
Electrogas S.A.	0,00%	42,50%	42,50%	Método de la Participación	0,00%	42,50%	42,50%	Método de la Participación
GNL Chile S.A.	0,00%	33,33%	33,33%	Método de la Participación	0,00%	33,33%	33,33%	Método de la Participación
GNL Quintero S.A.	0,00%	20,00%	20,00%	Método de la Participación	0,00%	20,00%	20,00%	Método de la Participación
Aysén Transmisión S.A.	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
Aysén Energía S.A.	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación	0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación

### 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 31/03/2016			% Participación al 31/12/2015			Tipo de relación	País	Actividad
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total			
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%	0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	0,00%	40,90%	40,90%	0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica

**ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA**

Este anexo forma parte de la nota 20 “Otros pasivos financieros”.

A continuación se muestran las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente				Corriente			No Corriente							
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2016	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2016	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2015				
			Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años		Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		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\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
Chile	Ch\$	6,00%	3	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-			
Perú	US\$	3,04%	1.049.818	3.106.320	<b>4.156.138</b>	20.429.371	1.148.525	-	-	-	<b>21.577.896</b>	26.707.131	3.241.137	<b>29.948.268</b>	4.229.306	19.295.795	299.648	-	-	<b>23.824.749</b>
Perú	Soles	5,63%	18.729.242	3.431.561	<b>22.160.803</b>	16.073.594	18.094.353	-	-	-	<b>34.167.947</b>	12.864.568	1.001.767	<b>13.866.335</b>	3.285.202	23.309.058	-	-	-	<b>26.594.260</b>
Argentina	US\$	13,13%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.901.216	-	<b>3.901.216</b>	-	-	-	-	-	-
Argentina	\$ Arg	39,31%	2.649.267	3.016.877	<b>5.666.144</b>	521.404	-	-	-	-	<b>521.404</b>	2.290.653	6.194.569	<b>8.485.222</b>	1.162.844	-	-	-	-	<b>1.162.844</b>
Colombia	\$ Col	6,95%	3.964.984	84.531.669	<b>88.496.653</b>	47.133.754	61.433.874	-	-	-	<b>162.886.509</b>	35.832.030	84.128.905	<b>119.960.935</b>	43.831.876	12.832.869	12.194.900	11.556.930	30.842.974	<b>111.259.549</b>
Brasil	US\$	11,77%	525.280	1.575.841	<b>2.101.121</b>	2.101.121	77.138.374	61.787	-	-	<b>81.788</b>	2.115.251	-	<b>91.516.121</b>	-	-	-	-	-	-
Brasil	Real	6,46%	14.344.437	68.979.677	<b>83.324.114</b>	77.715.952	65.331.713	43.876.232	15.110.083	10.363.281	<b>212.397.261</b>	12.842.515	24.480.763	<b>37.323.278</b>	42.171.314	37.904.161	33.637.009	-	-	<b>113.712.484</b>
			<b>41.263.031</b>	<b>164.641.945</b>	<b>205.904.976</b>	<b>163.975.196</b>	<b>223.144.839</b>	<b>56.290.733</b>	<b>26.790.117</b>	<b>42.866.253</b>	<b>513.067.138</b>	<b>94.438.113</b>	<b>119.047.141</b>	<b>213.485.254</b>	<b>94.680.542</b>	<b>93.341.883</b>	<b>46.131.557</b>	<b>11.556.930</b>	<b>30.842.974</b>	<b>276.553.886</b>

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de marzo de 2016										31 de diciembre de 2015														
									Corriente			No Corriente			Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
									Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años																			
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,58%	13,71%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	816.511	2.449.533	3.266.044	11.051.818	9.963.136	8.874.455	-	-	-	-	-	29.889.409			
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US\$	15,18%	16,27%	195.513	586.539	782.052	782.052	25.497.389	-	-	-	-	-	26.279.441	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US\$	12,62%	14,77%	309.330	927.961	1.237.291	1.237.291	51.557.197	-	-	-	-	-	52.794.478	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	0,00%	0,00%	7.324.165	24.048.483	31.372.648	29.930.021	21.186.945	18.661.285	10.557.422	7.058.732	88.394.405	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US\$	2,37%	2,35%	295.605	880.211	1.175.816	17.964.607	-	-	-	-	-	17.964.607	296.974	884.973	1.181.947	1.166.085	18.073.119	-	-	-	-	-	-	-	19.239.204		
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,41%	3,37%	443.072	1.307.950	1.750.922	1.275.802	-	-	-	-	-	1.275.802	468.030	1.384.969	1.852.999	1.802.011	-	-	-	-	-	-	-	-	1.802.011		
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,52%	3,40%	311.141	918.259	1.229.400	1.188.962	-	-	-	-	-	2.337.487	328.549	971.195	1.299.744	1.261.210	1.222.676	299.648	-	-	-	-	-	-	2.783.534		
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,41%	10,07%	359.384	1.019.346	1.378.730	1.271.618	1.171.607	1.071.596	245.664	-	-	3.760.485	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	8,49%	8,32%	992.160	2.976.481	3.968.641	3.968.642	48.366.690	-	-	-	-	52.335.332	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itau Brasil	Brasil	Real	15,12%	15,31%	1.069.216	12.633.796	13.702.992	12.277.361	10.851.739	-	-	-	-	23.129.100	980.672	2.942.017	3.922.689	12.030.283	10.722.720	9.415.157	-	-	-	-	-	-	32.168.160		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,26%	14,59%	2.016.751	19.517.178	21.533.929	19.517.178	17.500.427	-	-	-	-	52.501.282	1.870.908	19.089.213	20.960.121	19.089.213	17.218.305	15.347.397	-	-	-	-	-	-	51.654.915		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,69%	7,84%	1.225.564	3.561.169	4.786.733	4.478.669	4.170.605	-	-	-	-	8.649.274	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	13,80%	15,76%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9.174.424	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	10,14%	10,50%	2.349.357	8.199.735	10.549.092	10.241.105	9.450.390	8.659.674	4.306.997	3.304.549	35.962.715	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US\$	4,39%	4,27%	20.447	61.341	81.788	81.788	81.788	81.788	81,788	2.115,051	2.442,202	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelgel S.A.A.	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	5,44%	5,31%	12.175.775	-	12.175.775	-	-	-	-	-	-	25.613.578	-	-	25.613.578	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	34.387	2.096.258	2.130.645	-	-	-	-	-	-	35.470	106.410	141.880	2.091.393	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.091.393		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	61.697	185.092	246.789	4.459.870	-	-	-	-	-	4.459.870	63.633	190.899	254.532	254.532	4.409.519	-	-	-	-	-	-	-	4.664.051		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	38.365	115.096	153.461	3.049.610	-	-	-	-	-	3.203.971	39.574	118.722	158.296	158.296	3.185.312	-	-	-	-	-	-	-	3.343.608		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	63.942	191.826	255.768	255.767	5.082.684	-	-	-	-	5.338.451	65.973	197.919	263.892	263.892	5.308.880	-	-	-	-	-	-	-	5.572.776		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	61.383	184.150	245.533	245.533	4.879.376	-	-	-	-	5.124.909	63.317	189.952	253.269	253.269	5.096.497	-	-	-	-	-	-	-	5.349.766		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	63.941	191.822	255.763	255.762	5.082.683	-	-	-	-	5.338.445	65.955	197.865	263.820	263.820	5.308.850	-	-	-	-	-	-	-	5.572.870		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,19%	6,05%	6.073.980	-	6.073.980	-	-	-	-	-	-	12.530.646	-	-	12.530.646	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,35%	6,20%	155.772	467.317	623.089	10.703.201	-	-	-	-	-	10.703.201	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	\$ Arg	35,36%	30,67%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	85.423	-	-	85.423	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	45,20%	37,88%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	184.364	277.164	461.528	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-		



## b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor (continuación)

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés nominal	31 de marzo de 2016										31 de diciembre de 2015								
									Corriente			No Corriente							Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	No Corriente					Total No Corriente
									Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Uno a Dos Años				Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,27%	8,11%	1.014.910	6.306.924	7.321.834	10.178.063	9.636.778	9.095.492	8.554.207	22.414.907	59.879.447	894.845	6.064.899	6.959.744	9.952.170	9.504.920	9.027.670	8.550.419	22.787.755	59.852.934	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	8,30%	8,14%	362.219	2.246.458	2.608.677	3.623.590	3.430.406	3.237.222	3.044.039	7.973.014	21.308.271	301.348	2.105.951	2.407.299	3.488.668	3.327.949	3.167.230	3.006.511	8.055.219	21.045.577	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	\$ Col	6,06%	5,93%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.145.579	-	11.145.579	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	\$ Col	5,57%	6,01%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.233.163	-	5.233.163	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	7,40%	7,29%	485.949	27.924.705	28.410.654	-	-	-	-	-	-	438.046	28.712.649	29.150.695	-	-	-	-	-		
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	\$ Col	6,84%	6,66%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.683.505	-	13.683.505	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,87%	5,70%	277.782	19.920.132	20.197.914	-	-	-	-	-	-	-	295.055	20.873.617	21.168.672	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,93%	5,76%	186.831	13.256.083	13.442.914	-	-	-	-	-	-	-	198.385	13.892.621	14.091.006	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del Perú	Colombia	\$ Col	5,65%	5,50%	140.406	10.386.704	10.527.110	-	-	-	-	-	-	-	149.881	10.882.356	11.032.237	-	-	-	-	-	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	\$ Col	7,02%	6,90%	504.727	1.514.182	2.018.909	29.363.459	-	-	-	-	-	29.363.459	532.271	1.596.812	2.129.083	30.361.038	-	-	-	30.361.038	
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	\$ Col	6,30%	6,15%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.959.952	-	2.959.952	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	36,74%	34,00%	30.945	375.448	406.393	-	-	-	-	-	-	29.771	445.358	475.129	-	-	-	-	-		
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	45,12%	39,00%	189.541	466.234	655.775	114.944	-	-	-	-	-	114.944	214.270	583.114	797.384	276.664	-	-	-	276.664	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	\$ Arg	43,14%	37,50%	76.290	190.138	266.428	59.879	-	-	-	-	-	59.879	80.256	225.731	305.987	128.627	-	-	-	128.627	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	39,89%	35,00%	46.147	115.649	161.796	36.695	-	-	-	-	-	36.695	50.253	140.581	190.834	79.542	-	-	-	79.542	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	44,79%	38,75%	73.924	183.791	257.715	57.686	-	-	-	-	-	57.686	81.254	224.941	306.195	125.511	-	-	-	125.511	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	49,13%	42,00%	230.565	583.910	814.475	187.888	-	-	-	-	-	187.888	263.796	734.081	997.877	412.453	-	-	-	412.453	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US\$	14,84%	13,92%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.214.284	-	1.214.284	-	-	-	-	-	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	\$ Arg	50,49%	43,00%	81.260	203.238	284.498	64.312	-	-	-	-	-	64.312	89.832	249.669	339.501	140.047	-	-	-	140.047	
94.271.00-3	Enersis Américas S.A.	Chile	97.004.000-1	Banco Santander Chile	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	3	-	3	-	-	-	-	-	-	64	-	64	-	-	-	-	-		
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.339.210	-	1.339.210	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673.817	-	673.817	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú	Argentina	US\$	13,50%	12,86%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	673.905	-	673.905	-	-	-	-	-	
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	43,63%	38,45%	941.865	-	941.865	-	-	-	-	-	-	75.083	1.113.612	1.188.695	-	-	-	-	-		
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	229.958	211.100	441.058	-	-	-	-	-	-	266.203	516.165	782.368	-	-	-	-	-		
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itaú - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	205.144	188.321	393.465	-	-	-	-	-	-	241.619	464.727	706.346	-	-	-	-	-		
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	196.873	180.728	377.601	-	-	-	-	-	-	228.411	442.494	670.835	-	-	-	-	-		
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	65.515	60.143	125.658	-	-	-	-	-	-	73.221	144.361	217.582	-	-	-	-	-		
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	26.468	24.298	50.766	-	-	-	-	-	-	30.708	59.481	90.189	-	-	-	-	-		
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	47,04%	40,45%	254.772	233.879	488.651	-	-	-	-	-	-	296.189	573.160	869.349	-	-	-	-	-		
<b>Totales</b>									<b>41.263.031</b>	<b>164.641.945</b>	<b>205.904.976</b>	<b>163.975.196</b>	<b>223.144.839</b>	<b>56.290.733</b>	<b>26.790.117</b>	<b>42.866.253</b>	<b>513.067.138</b>	<b>94.438.177</b>	<b>119.047.141</b>	<b>213.485.318</b>	<b>94.680.542</b>	<b>93.341.883</b>	<b>46.131.557</b>	<b>11.556.930</b>	<b>30.842.974</b>	<b>276.553.886</b>	

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

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

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Corriente			No Corriente						Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/03/2016	Vencimiento			Total No Corriente al 31/03/2016	Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2015	Vencimiento			Total No Corriente al 31/12/2015				
			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\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$		Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		
Chile	US\$	7,00%	3.247.708	174.059.923	177.307.631	39.685	39.685	39.685	39.685	803.851	962.591	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.893	1.000.673
Chile	U.F.	5,75%	2.291.838	3.424.163	5.715.991	5.737.183	5.423.306	5.264.363	5.096.185	7.307.620	28.665.347	654.291	5.230.040	5.884.331	5.728.780	5.564.286	5.390.333	5.206.378	7.441.327	29.331.104
Perú	US\$	6,50%	659.661	14.874.310	15.533.971	8.382.297	6.699.767	849.811	7.356.537	9.747.543	33.035.955	624.775	15.786.095	16.410.870	1.659.369	8.362.538	6.637.571	7.807.914	10.086.341	34.553.733
Perú	Soles	6,36%	8.834.552	21.203.836	30.038.388	33.422.871	16.999.665	50.374.734	35.703.931	182.593.154	319.094.355	13.029.793	18.645.206	31.674.999	33.667.892	12.316.415	55.639.169	36.169.256	166.145.520	303.938.252
Colombia	\$ Col	11,85%	29.158.692	211.591.827	240.750.519	99.090.075	286.168.050	119.696.949	281.521.269	637.200.927	1.423.677.270	55.700.572	67.624.004	123.324.576	206.126.573	182.198.785	143.062.230	109.340.794	709.356.051	1.350.084.433
Brasil	Real	16,63%	49.090.399	66.236.557	115.326.956	122.744.281	97.985.360	45.807.787	-	-	266.537.428	10.784.409	97.033.475	107.817.884	116.967.735	94.643.824	44.934.561	-	-	256.546.120
			93.282.850	491.390.606	584.673.456	269.252.992	413.315.923	222.033.329	329.717.607	837.653.095	2.071.972.946	83.809.574	390.616.529	474.426.103	364.189.519	303.125.018	255.703.034	158.563.512	893.873.232	1.975.454.315

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

Rut Deudora	Nombre Deudora	País Deudora	Rut Entidad Deudora	Nombre del Acreedor	País Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de Interés Efectiva	Tasa de Interés Nominal	31 de marzo de 2016											31 de diciembre de 2015										
									Corriente			No Corriente					Total Corriente	Corriente			No Corriente					Total Corriente				
									Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años		Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		Más de Cinco Años	Total No Corriente		
Extranjera	Amplia Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª Serie 16	Brasil	Real	14,33%	14,88%	11.423.637	-	11.423.637	-	-	-	-	-	-	369.157	11.002.428	11.371.585	-	-	-	-	-	-	-	9.723.766		
Extranjera	Amplia Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	14,15%	14,69%	10.092.928	1.000.216	11.093.144	9.759.523	-	-	-	-	-	9.759.523	635.501	10.359.267	10.994.768	9.723.766	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Amplia Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	14,59%	15,22%	1.031.537	3.094.610	4.126.147	12.635.343	11.259.961	9.884.578	-	-	-	33.779.882	1.011.209	3.033.627	4.044.836	12.571.319	11.223.040	9.874.762	-	-	-	-	33.669.121	
Extranjera	Amplia Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	19,80%	20,53%	18.337.825	4.742.891	23.080.716	19.918.796	16.756.869	-	-	-	-	36.675.665	1.632.773	18.770.248	20.403.021	18.225.996	16.048.964	-	-	-	-	34.274.860		
Extranjera	Amplia Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	17,78%	18,49%	3.323.923	9.971.769	13.295.692	34.902.409	30.470.521	26.038.623	-	-	-	91.411.553	2.737.659	8.212.977	10.950.636	32.485.454	28.835.249	25.185.037	-	-	-	-	86.505.740	
Extranjera	Amplia Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	14,59%	15,22%	1.031.537	3.094.610	4.126.147	12.635.343	11.259.961	9.884.578	-	-	-	33.779.882	1.011.209	3.033.627	4.044.836	12.571.319	11.223.040	9.874.762	-	-	-	-	33.669.121	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	\$ Col	13,29%	12,68%	2.790.853	95.281.739	98.072.592	-	-	-	-	-	-	2.285.986	6.936.759	9.142.345	90.513.112	-	-	-	-	-	-	-	90.513.112	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	\$ Col	13,56%	12,92%	579.212	1.737.637	2.316.849	2.316.850	19.496.857	-	-	-	-	-	21.813.707	475.081	1.425.243	1.900.324	1.900.324	19.928.937	-	-	-	-	21.829.261	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B604	Colombia	\$ Col	10,17%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	33.159.237	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B12-13	Colombia	\$ Col	12,18%	-	1.356.542	4.069.627	5.426.169	5.426.169	5.426.169	5.426.169	5.426.169	5.426.169	68.241.717	89.946.393	1.060.989	3.181.795	4.242.394	4.242.394	4.242.394	4.242.394	4.242.394	4.242.394	64.429.087	81.398.663		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B5-13	Colombia	\$ Col	11,81%	11,32%	1.187.873	3.563.619	4.751.492	4.751.492	43.494.409	-	-	-	-	-	48.245.901	907.996	3.631.985	3.631.986	44.267.794	-	-	-	-	47.899.780		
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B7-14	Colombia	\$ Col	11,34%	10,93%	1.118.953	3.356.860	4.475.813	4.475.814	4.475.814	4.475.814	4.475.814	43.306.102	61.209.358	881.572	2.644.715	3.526.287	3.526.287	3.526.287	3.526.287	3.526.287	3.526.287	44.335.883	58.441.031			
Extranjera	Coelec S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 1	Brasil	Real	14,44%	14,63%	357.776	10.274.893	10.632.639	-	-	-	-	-	-	-	325.485	10.211.261	10.536.746	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Coelec S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	18,26%	19,40%	3.495.236	34.057.598	37.552.834	32.892.867	28.238.048	8	-	-	-	-	61.130.923	3.061.416	32.410.040	35.471.456	31.389.981	27.313.531	-	-	-	-	58.703.412	
Extranjera	Edecel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	79.757	239.271	319.028	319.028	319,028	319,028	319,028	5,438,840	6,714,952	82,046	246,137	328,183	328,182	328,182	328,182	328,182	328,182	328,182	5,691,198	7,003,926		
Extranjera	Edecel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	111.154	333.463	444.617	444,618	444,618	444,618	444,618	9,747,543	11,526,015	105,486	316,458	421,944	421,944	421,944	421,944	421,944	421,944	10,086,341	11,774,117			
Extranjera	Edecel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	7,93%	7,79%	111.337	334.011	445.348	445,348	5,849,956	-	-	-	-	6,295,304	105,659	316,978	422,637	422,637	422,637	422,637	422,637	5,831,097	6,676,371			
Extranjera	Edecel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	117.396	6.748.454	6.865.850	-	-	-	-	-	-	-	110.163	7.244.456	7.354.619	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edecel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	105.131	6.814.453	6.919.584	-	-	-	-	-	-	-	99.770	7.297.112	7.396.882	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edecel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	101.298	303.995	405.193	405,193	405,193	405,193	6,911,919	-	-	-	96,133	288,998	384,531	384,530	384,530	384,530	384,530	7,385,970	8,539,560			
Extranjera	Edecel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	113.345	340.034	453.379	453,379	7,087,138	-	-	-	-	-	7,087,138	107,864	322,693	430,257	430,257	430,257	430,257	7,133,427	7,563,685			
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	56.137	3.061.458	3.117.595	-	-	-	-	-	-	-	56,529	3,213,571	3,270,100	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,14%	8,00%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,768,393	3,768,393	-	-	-	-	-	-	-		
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,732,006	5,732,006	-	-	-	-	-	-	-		



c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de marzo de 2016										31 de diciembre de 2015															
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente												
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente								
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	\$ Col	10,80%	79.892	227.828	307.720	203.739	-	-	-	-	-	-	203.739	104.950	284.704	389.654	309.519	-	-	-	-	-	-	-	-	-	309.519	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	\$ Col	10,08%	3.433	9.856	13.289	13.350	3.130	-	-	-	-	16.480	3.894	11.011	14.905	14.462	6.468	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.930	
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	7,27%	21.267	18.177	39.444	24.523	7.399	-	-	-	-	31.922	24.433	35.543	59.976	25.939	13.636	-	-	-	-	-	-	-	-	-	39.575	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	111.240	-	111.240	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	85.680	90.686	176.366	-	-	-	-	-	-	-	88.396	181.920	270.316	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	79.238	158.520	237.758	-	-	-	-	-	-	-	81.772	245.252	327.024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	74.879	161.507	236.386	-	-	-	-	-	-	-	77.478	232.058	309.536	12.127	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	12.127
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,73%	66.280	154.604	220.884	-	-	-	-	-	-	-	68.777	205.694	274.471	22.795	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	22.795
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,67%	200.959	859.274	1.060.233	1.146.050	95.523	-	-	-	-	1.241.573	948	2.845	3.793	70.687	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	70.687
Extranjero	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,51%	166.069	497.027	663.096	659.851	-	-	-	-	-	659.851	174.389	519.118	693.507	682.380	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	682.380
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US\$	5,80%	1.797.256	5.280.430	7.077.686	6.780.785	6.483.884	6.186.983	12.458.178	-	-	31.909.830	1.905.026	5.600.924	7.505.950	7.201.538	6.897.126	6.592.714	14.774.124	-	-	-	-	-	-	-	-	35.465.502
Extranjero	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	623.565	1.831.690	2.455.255	2.351.238	2.247.222	2.143.205	4.308.323	-	-	11.049.988	649.814	1.909.231	2.559.045	2.451.818	2.344.592	2.237.365	4.986.674	-	-	-	-	-	-	-	-	12.020.449
Extranjero	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	2,10%	2.460.420	19.685.416	22.145.836	-	-	-	-	-	-	-	2.584.782	7.682.823	10.267.605	15.644.049	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	15.644.049
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	10,80%	6.842	19.842	26.684	26.746	16.729	-	-	-	-	43.475	7.331	21.099	28.430	27.912	23.306	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	51.218
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equient S.A.	Colombia	\$ Col	6,55%	6.727	19.539	26.266	25.474	14.374	-	-	-	-	39.848	6.977	20.183	27.160	27.731	20.095	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	47.826
<b>Totales</b>								5.672.507	29.014.396	34.686.903	11.231.756	8.868.261	8.330.188	16.766.501	-	-	45.196.706	5.890.207	16.952.405	22.842.612	26.490.957	9.305.223	8.830.079	19.760.798	-	-	-	-	-	-	-	-	64.387.057

d) Otras Obligaciones

Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	31 de marzo de 2016										31 de diciembre de 2015															
								Corriente			No Corriente							Corriente			No Corriente												
								Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Corriente más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente								
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	9,17%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	7.170.765	22.702.647	29.873.412	29.555.949	23.816.520	18.573.479	12.754.861	8.800.388	-	-	-	-	93.501.197	
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,33%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	298.586	868.484	1.167.070	1.094.340	1.021.609	948.878	447.165	-	-	-	-	-	3.511.992	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.200.204	3.489.229	4.689.433	4.392.407	4.095.381	977.435	-	-	-	-	-	-	9.465.223	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,18%	568.997	1.564.140	2.133.137	1.933.366	1.681.569	1.467.325	1.215.319	1.384.568	7.682.147	693.523	1.569.329	2.262.852	1.878.520	1.681.608	1.485.719	1.223.656	3.928.496	5.533.315	1.609.492	-	-	-	-	-	7.878.995	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	10,43%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.314.061	7.646.652	9.960.713	10.148.604	9.382.994	8.617.385	5.533.315	-	-	-	-	-	37.610.794	
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US\$	52,56%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	83.080	-	-	-	-	-	2.579.921
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	0,25%	560.033	1.677.909	2.237.942	6.114.956	1.663.212	1.752.622	1.806.412	21.721.206	33.058.408	590.129	1.768.176	2.358.305	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	34.697.338	-	-	-	-	-	-	34.697.338	
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	28,78%	4.720.673	12.637.046	17.357.719	-	-	-	-	-	-	2.347.678	14.015.924	16.363.602	4.358.417	681.224	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.039.641
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,53%	1.188	185.834	187.022	-	-	-	-	-	-	898	196.109	197.007	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Totales</b>								5.850.891	16.064.929	21.915.820	8.048.322	3.344.781	3.219.947	3.021.731	23.105.774	40.740.555	14.636.614	52.318.860	66.955.474	57.321.930	42.554.650	32.569.469	21.979.379	39.859.673	194.285.101								

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31-03-2016 M\$	31-12-2015 M\$
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			<b>37.725.685</b>	<b>22.124.481</b>
	Dólar	Peso chileno	28.075.688	6.606.837
	Dólar	Peso Colombiano	786.015	195.597
	Dólar	Nuevo Sol	7.923.568	14.024.599
	Dólar	Peso Argentino	940.414	1.297.448
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			-	-
	Dólar	Peso chileno	-	-
<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>37.725.685</b>	<b>22.124.481</b>
<b>TOTAL ACTIVOS CORRIENTES</b>			<b>37.725.685</b>	<b>22.124.481</b>
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			<b>29.804.259</b>	<b>29.737.877</b>
	Peso colombiano	Peso chileno	29.642.663	29.494.468
	Peso argentino	Peso chileno	161.596	243.409
Plusvalía			<b>363.744.317</b>	<b>362.139.818</b>
	Real	Nuevo Sol	6.910.367	6.675.472
	Real	Peso chileno	209.404.661	202.286.652
	Peso Colombiano	Peso chileno	9.679.925	9.687.963
	Nuevo Sol	Peso chileno	133.763.900	138.737.427
	Peso Argentino	Peso chileno	3.985.464	4.752.304
	Dólar	Peso chileno	-	-
<b>TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES</b>			<b>393.548.576</b>	<b>391.877.695</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>			<b>431.274.261</b>	<b>414.002.176</b>

		31-03-2016										31-12-2015							
		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\$	no Corriente	M\$	M\$	Corriente	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	no Corriente
<b>PASIVOS</b>																			
	Dólares	10.301.364	220.445.983	230.747.347	43.848.215	93.171.447	8.910.888	21.742.600	34.387.651	202.060.801	39.350.461	220.635.283	259.985.744	34.667.125	36.469.943	15.535.676	24.641.590	36.451.631	147.765.965
	Dólares	3.247.708	174.059.923	177.307.631	39.685	39.685	39.685	39.685	803.851	962.591	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	1.000.673
	Pesos chileno																		
	Dólares	525.280	1.575.841	2.101.121	2.101.121	77.136.374	81.787	81.788	2.115.051	81.516.121	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	2.247.602	2.579.921
	Dólares	5.967.155	42.946.476	48.913.631	35.592.453	14.332.176	7.036.794	19.814.715	9.747.543	86.523.681	31.821.714	32.310.979	64.132.693	28.734.262	34.555.459	13.529.933	22.582.038	10.086.341	109.488.033
	Dólares	561.221	1.863.743	2.424.964	6.114.956	1.663.212	1.752.622	1.806.412	21.721.206	33.058.408	4.492.243	1.964.285	6.456.528	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	34.697.338
	Dólares																		
	Peso Argentino																		
	<b>TOTAL PASIVOS</b>	<b>10.301.364</b>	<b>220.445.983</b>	<b>230.747.347</b>	<b>43.848.215</b>	<b>93.171.447</b>	<b>8.910.888</b>	<b>21.742.600</b>	<b>34.387.651</b>	<b>202.060.801</b>	<b>39.350.461</b>	<b>220.635.283</b>	<b>259.985.744</b>	<b>34.667.125</b>	<b>36.469.943</b>	<b>15.535.676</b>	<b>24.641.590</b>	<b>36.451.631</b>	<b>147.765.965</b>

## ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DEL 3 DE FEBRERO DE 2012

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

### a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-03-2016											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	642.251.918	92.528.312	42.160.652	20.962.793	14.420.587	25.180.938	11.089.400	9.121.689	11.501.307	147.477.744	1.016.695.340	219.698.121
Provisión de deterioro	(705.825)	(1.198.042)	(331.770)	(2.000.410)	(4.039.134)	(4.216.954)	(3.151.125)	(1.908.433)	(1.367.180)	(112.611.461)	(131.530.334)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	246.427.034	-	-	-	-	-	-	-	-	-	246.427.034	118.010.478
Provisión de deterioro	(1.389.877)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.389.877)	-
<b>Total</b>	<b>886.583.250</b>	<b>91.330.270</b>	<b>41.828.882</b>	<b>18.962.383</b>	<b>10.381.453</b>	<b>20.963.984</b>	<b>7.938.275</b>	<b>7.213.256</b>	<b>10.134.127</b>	<b>34.866.283</b>	<b>1.130.202.163</b>	<b>337.708.599</b>

  

Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Saldo al 31-12-2015											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	577.040.344	89.749.887	36.722.157	15.687.116	42.749.032	32.624.597	25.381.047	20.410.324	9.076.689	205.088.719	1.054.529.912	257.022.423
Provisión de deterioro	(1.402.962)	(20.682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(27.939.987)	(27.094.068)	(19.937.434)	(16.841.473)	(7.231.279)	(175.247.816)	(299.958.644)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	334.685.900	-	-	-	-	-	-	-	-	-	334.685.900	141.673.441
Provisión de deterioro	(1.125.601)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.125.601)	-
<b>Total</b>	<b>909.197.681</b>	<b>69.067.489</b>	<b>35.150.526</b>	<b>13.677.520</b>	<b>14.809.045</b>	<b>5.530.529</b>	<b>5.443.613</b>	<b>3.568.851</b>	<b>1.845.410</b>	<b>29.840.903</b>	<b>1.088.131.567</b>	<b>398.695.864</b>

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31-03-2016						Saldo al 31-12-2015					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$	Número de clientes	Monto bruto M\$
Al día	9.311.427	849.459.113	183.817	12.490.926	9.495.244	861.950.039	9.496.241	804.676.526	195.019	29.386.241	9.691.260	834.062.767
Entre 1 y 30 días	2.466.612	88.886.908	77.904	3.641.404	2.544.516	92.528.312	2.104.270	85.980.622	80.275	3.769.265	2.187.327	89.749.887
Entre 31 y 60 días	395.437	39.807.934	6.704	2.352.718	402.141	42.160.652	285.256	34.798.871	6.727	1.923.286	438.222	36.722.157
Entre 61 y 90 días	137.473	18.842.406	8.196	2.120.387	145.669	20.962.793	77.855	14.036.045	7.552	1.651.071	111.278	15.687.116
Entre 91 y 120 días	152.077	12.480.029	6.224	1.940.558	158.301	14.420.587	177.160	41.282.854	5.840	1.466.178	72.724	42.749.032
Entre 121 y 150 días	143.780	23.353.843	6.298	1.827.095	150.078	25.180.938	172.778	31.272.010	6.289	1.352.587	66.295	32.624.597
Entre 151 y 180 días	99.799	9.553.076	6.592	1.536.324	106.391	11.089.400	111.678	24.222.662	6.415	1.158.385	48.729	25.381.047
Entre 181 y 210 días	70.718	7.664.449	5.515	1.457.240	76.233	9.121.689	94.221	19.312.808	4.390	1.097.516	39.593	20.410.324
Entre 211 y 250 días	52.286	9.646.353	4.758	1.854.954	57.044	11.501.307	55.382	8.049.056	4.688	1.027.633	31.399	9.076.689
Superior a 251 días	382.862	129.692.287	7.751	17.785.457	390.613	147.477.744	618.700	201.615.991	8.092	3.472.728	426.902	205.088.719
<b>Total</b>	<b>13.212.471</b>	<b>1.189.386.398</b>	<b>313.759</b>	<b>47.007.063</b>	<b>13.526.230</b>	<b>1.236.393.461</b>	<b>13.193.541</b>	<b>1.265.247.445</b>	<b>325.287</b>	<b>46.304.890</b>	<b>13.113.729</b>	<b>1.311.552.335</b>

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-03-2016		Saldo al 31-12-2015	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar protestados	1.871.553	22.429.388	1.872.073	23.354.556
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	4.337	15.599.231	4.219	16.044.580
<b>Total</b>	<b>1.875.890</b>	<b>38.028.620</b>	<b>1.876.292</b>	<b>39.399.136</b>

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



c) Provisiones y castigos.

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31-03-2016	31-12-2015
	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada	5.474.212	25.846.624
Provisión cartera repactada	9.824.728	(1.029.013)
Castigos del período	-	23.480.578
Recuperos del período	(4.416.214)	14.962.099
<b>Total</b>	<b>10.882.725</b>	<b>63.260.288</b>

d) Número y monto de operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al			
	31-03-2016		31-12-2015	
	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	263.898	112.117	199.988	557.363
Monto de las operaciones	17.533.698	10.882.725	11.043.157	39.779.710

## ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES

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

### a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 31-03-2016												
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 365 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>													
<b>Generación y transmisión</b>	<b>242.769.444</b>	<b>11.437.449</b>	<b>3.693.137</b>	<b>5.105.346</b>	<b>3.329.302</b>	<b>3.539.636</b>	<b>3.619.737</b>	<b>3.539.886</b>	<b>6.725.186</b>	<b>8.787.417</b>	<b>45.148.778</b>	<b>337.695.318</b>	<b>209.853.389</b>
-Grandes Clientes	105.630.899	8.612.559	3.678.763	4.976.371	3.305.627	3.483.697	3.362.932	3.514.562	6.693.855	8.684.152	558.688	152.502.105	-
-Clientes Institucionales	100.120.521	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.120.521	209.782.482
-Otros	37.018.024	2.824.890	14.374	128.975	23.675	55.939	256.805	25.324	31.331	103.265	44.590.090	85.072.692	70.907
Provisión Deterioro	(178.314)	-	(1.660)	(1.281.456)	-	-	(170.217)	-	-	(4.564.569)	(44.677.818)	(50.874.034)	-
Servicios no facturados	99.481.712	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	99.481.712	28.878.241
Servicios facturados	143.287.732	11.437.449	3.693.137	5.105.346	3.329.302	3.539.636	3.619.737	3.539.886	6.725.186	8.787.417	45.148.778	238.213.606	180.975.148
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>													
<b>Distribución</b>	<b>399.482.474</b>	<b>81.090.863</b>	<b>38.467.515</b>	<b>15.857.447</b>	<b>11.091.285</b>	<b>21.641.302</b>	<b>7.469.663</b>	<b>5.581.803</b>	<b>4.776.121</b>	<b>38.400.600</b>	<b>55.140.949</b>	<b>679.000.022</b>	<b>9.844.732</b>
-Clientes Masivos	268.667.123	60.915.788	24.416.490	9.322.255	6.443.258	6.014.968	3.989.707	2.179.191	2.153.102	17.713.800	14.893.779	416.709.461	6.781.381
-Grandes Clientes	90.511.455	10.721.454	8.119.848	2.671.471	1.375.398	1.183.563	1.392.194	894.671	922.739	10.681.658	18.731.516	147.205.967	2.441.347
-Clientes Institucionales	40.303.896	9.453.621	5.931.177	3.863.721	3.272.629	14.442.771	2.087.762	2.507.941	1.700.280	10.005.142	21.515.654	115.084.594	622.004
Provisión Deterioro	(527.511)	(1.198.042)	(330.110)	(718.954)	(4.039.134)	(4.216.954)	(2.980.908)	(1.908.433)	(1.367.180)	(20.607.989)	(42.761.085)	(80.656.300)	-
Servicios no facturados	220.526.850	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	220.526.850	-
Servicios facturados	178.955.624	81.090.863	38.467.515	15.857.447	11.091.285	21.641.302	7.469.663	5.581.803	4.776.121	38.400.600	55.140.949	458.473.172	9.844.732
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar</b>													
Brutos	642.251.918	92.528.312	42.160.652	20.962.793	14.420.587	25.180.938	11.089.400	9.121.689	11.501.307	47.188.017	100.289.727	<b>1.016.695.340</b>	219.698.121
Total Provisión Deterioro	(705.825)	(1.198.042)	(331.770)	(2.000.410)	(4.039.134)	(4.216.954)	(3.151.125)	(1.908.433)	(1.367.180)	(25.172.558)	(87.438.903)	<b>(131.530.334)</b>	-
<b>Total Cuentas comerciales por cobrar</b>													
Netos	641.546.093	91.330.270	41.828.882	18.962.383	10.381.453	20.963.984	7.938.275	7.213.256	10.134.127	22.015.459	12.850.824	<b>885.165.006</b>	219.698.121

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 31-12-2015												Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 365 días M\$			
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>														
<b>Generación y transmisión</b>	<b>214.520.868</b>	<b>10.315.795</b>	<b>3.889.661</b>	<b>3.959.399</b>	<b>3.758.589</b>	<b>3.671.364</b>	<b>3.869.173</b>	<b>5.219.854</b>	<b>118.598</b>	<b>47.438.345</b>	-	<b>296.761.646</b>	<b>230.330.033</b>	
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.996	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.646	-	142.976.051	-	
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	227.118.907	
-Otros	32.373.023	892.892	54.037	154.403	24.463	30.266	318.316	26.930	43.276	43.070.699	-	76.988.305	3.211.126	
Provisión Deterioro	(212.623)	-	-	(363.070)	-	-	(415.609)	(2.735.412)	-	(45.093.112)	-	(48.819.826)	-	
Servicios no facturados	89.723.981	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	89.723.981	32.993.708	
Servicios facturados	124.796.887	10.315.795	3.889.661	3.959.399	3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	-	207.037.665	197.336.325	
<b>Cuentas comerciales por cobrar</b>														
<b>Distribución</b>	<b>362.519.476</b>	<b>79.434.092</b>	<b>32.832.496</b>	<b>11.727.717</b>	<b>38.990.443</b>	<b>28.953.233</b>	<b>21.511.874</b>	<b>15.190.470</b>	<b>8.958.091</b>	<b>157.650.374</b>	-	<b>757.768.266</b>	<b>26.692.390</b>	
-Clientes Masivos	217.119.041	56.222.800	21.046.214	7.845.767	27.350.487	25.742.028	18.419.905	12.598.396	6.157.123	116.019.609	-	508.521.370	13.043.874	
-Grandes Clientes	99.833.365	12.867.396	6.598.117	1.338.886	1.095.541	996.107	1.253.697	767.947	850.748	21.559.120	-	147.160.924	3.424.933	
-Clientes Institucionales	45.567.070	10.343.896	5.188.165	2.543.064	10.544.415	2.215.098	1.838.272	1.824.127	1.950.220	20.071.645	-	102.085.972	10.223.583	
Provisión Deterioro	(1.190.339)	(20.682.398)	(1.571.631)	(1.646.526)	(27.939.987)	(27.094.068)	(19.521.825)	(14.106.061)	(7.231.279)	(130.154.704)	-	(251.138.818)	-	
Servicios no facturados	173.794.483	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	173.794.483	-	
Servicios facturados	188.724.993	79.434.092	32.832.496	11.727.717	38.990.443	28.953.233	21.511.874	15.190.470	8.958.091	157.650.374	-	583.973.783	26.692.390	
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	577.040.344	89.749.887	36.722.157	15.687.116	42.749.032	32.624.597	25.381.047	20.410.324	9.076.689	205.088.719	-	<b>1.054.529.912</b>	257.022.423	
Total Provisión Deterioro	(1.402.962)	(20.682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(27.939.987)	(27.094.068)	(19.937.434)	(16.841.473)	(7.231.279)	(175.247.816)	-	<b>(299.958.644)</b>	-	
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	575.637.382	69.067.489	35.150.526	13.677.520	14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	-	<b>754.571.268</b>	257.022.423	

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 31-03-2016											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 365 días M\$	Total cartera bruta M\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>												
<b>Cartera no repactada</b>	<b>237.705.350</b>	<b>11.405.366</b>	<b>3.678.763</b>	<b>5.084.677</b>	<b>3.305.627</b>	<b>3.483.697</b>	<b>3.593.808</b>	<b>3.514.562</b>	<b>6.693.855</b>	<b>53.832.930</b>	-	<b>332.298.635</b>
-Grandes Clientes	105.630.899	8.612.559	3.678.763	4.976.371	3.305.627	3.483.697	3.362.932	3.514.562	6.693.855	9.242.840	-	152.502.105
-Clientes Institucionales	100.120.521	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	100.120.521
-Otros	31.953.930	2.792.807	-	108.306	-	-	230.876	-	-	44.590.090	-	79.676.009
<b>Cartera repactada</b>	<b>5.064.094</b>	<b>32.084</b>	<b>14.374</b>	<b>20.669</b>	<b>23.675</b>	<b>55.939</b>	<b>25.929</b>	<b>25.324</b>	<b>31.331</b>	<b>103.265</b>	-	<b>5.396.684</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	5.064.094	32.084	14.374	20.669	23.675	55.939	25.929	25.324	31.331	103.265	-	5.396.684
<b>DISTRIBUCIÓN</b>												
<b>Cartera no repactada</b>	<b>397.463.613</b>	<b>77.481.542</b>	<b>36.129.171</b>	<b>13.757.729</b>	<b>9.174.402</b>	<b>19.870.146</b>	<b>5.959.268</b>	<b>4.149.887</b>	<b>2.952.498</b>	<b>75.859.357</b>	-	<b>642.797.613</b>
-Clientes Masivos	267.038.354	58.921.534	23.054.680	8.132.580	5.370.568	5.077.125	3.246.303	1.506.069	1.014.924	31.453.033	-	404.815.170
-Grandes Clientes	90.142.962	9.881.698	7.804.221	2.415.112	1.173.353	999.998	1.244.485	741.134	795.356	23.302.841	-	138.501.160
-Clientes Institucionales	40.282.297	8.678.310	5.270.270	3.210.037	2.630.481	13.793.023	1.468.480	1.902.684	1.142.218	21.103.483	-	99.481.283
<b>Cartera repactada</b>	<b>2.018.861</b>	<b>3.609.320</b>	<b>2.338.344</b>	<b>2.099.718</b>	<b>1.916.883</b>	<b>1.771.156</b>	<b>1.510.395</b>	<b>1.431.916</b>	<b>1.823.623</b>	<b>17.682.192</b>	-	<b>36.202.408</b>
-Clientes Masivos	1.628.769	1.994.254	1.361.809	1.189.676	1.072.690	937.841	743.403	673.123	1.138.177	4.085.487	-	14.825.229
-Grandes Clientes	368.493	839.756	315.627	256.358	202.045	183.566	147.709	153.537	127.384	2.683.844	-	5.278.319
-Clientes Institucionales	21.599	775.310	660.908	653.684	642.148	649.749	619.283	605.256	558.062	10.912.861	-	16.098.860
<b>Total cartera bruta</b>	<b>642.251.918</b>	<b>92.528.312</b>	<b>42.160.652</b>	<b>20.962.793</b>	<b>14.420.587</b>	<b>25.180.938</b>	<b>11.089.400</b>	<b>9.121.689</b>	<b>11.501.307</b>	<b>147.477.744</b>	-	<b>1.016.695.340</b>

Tipos de cartera	Saldo al 31-12-2015											
	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
<b>GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN</b>												
<b>Cartera no repactada</b>	<b>209.710.717</b>	<b>10.292.925</b>	<b>3.835.624</b>	<b>3.934.142</b>	<b>3.734.126</b>	<b>3.641.098</b>	<b>3.839.625</b>	<b>5.192.924</b>	<b>75.322</b>	<b>47.048.299</b>	-	<b>291.304.802</b>
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.997	3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.645	-	142.976.051
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	76.797.290
-Otros	27.562.872	870.022	-	129.145	-	-	288.768	-	-	42.680.654	-	71.531.461
<b>Cartera repactada</b>	<b>4.810.151</b>	<b>22.870</b>	<b>54.037</b>	<b>25.257</b>	<b>24.463</b>	<b>30.266</b>	<b>29.548</b>	<b>26.930</b>	<b>43.276</b>	<b>390.045</b>	-	<b>5.456.843</b>
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-Otros	4.810.151	22.870	54.037	25.257	24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	-	5.456.843
<b>DISTRIBUCIÓN</b>												
<b>Cartera no repactada</b>	<b>360.318.915</b>	<b>75.687.697</b>	<b>30.963.247</b>	<b>10.101.903</b>	<b>37.548.728</b>	<b>27.630.912</b>	<b>20.383.037</b>	<b>14.119.884</b>	<b>7.973.734</b>	<b>154.567.692</b>	-	<b>739.295.749</b>
-Clientes Masivos	215.638.939	54.316.549	19.859.514	6.818.125	26.452.336	24.953.953	17.774.987	12.008.723	5.629.594	114.472.369	-	497.925.089
-Grandes Clientes	99.340.127	11.546.722	6.337.137	1.122.596	936.511	831.176	1.130.633	643.942	736.404	21.130.377	-	143.755.625
-Clientes Institucionales	45.339.849	9.824.426	4.766.596	2.161.182	10.159.881	1.845.783	1.477.417	1.467.219	1.607.736	18.964.946	-	97.615.035
<b>Cartera repactada</b>	<b>2.200.561</b>	<b>3.746.395</b>	<b>1.869.249</b>	<b>1.625.814</b>	<b>1.441.715</b>	<b>1.322.321</b>	<b>1.128.837</b>	<b>1.070.586</b>	<b>984.357</b>	<b>3.082.683</b>	-	<b>18.472.518</b>
-Clientes Masivos	1.480.102	1.906.252	1.186.699	1.027.641	898.152	788.075	644.917	589.672	527.529	1.547.241	-	10.596.280
-Grandes Clientes	493.237	1.320.673	260.980	216.290	159.030	164.931	123.064	124.005	114.344	428.743	-	3.405.297
-Clientes Institucionales	227.222	519.470	421.570	381.883	384.533	369.315	360.856	356.909	342.484	1.106.699	-	4.470.941
<b>Total cartera bruta</b>	<b>577.040.344</b>	<b>89.749.887</b>	<b>36.722.157</b>	<b>15.687.116</b>	<b>42.749.032</b>	<b>32.624.597</b>	<b>25.381.047</b>	<b>20.410.324</b>	<b>9.076.689</b>	<b>205.088.719</b>	-	<b>1.054.529.912</b>

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

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

País	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL				
	31-03-2016		31-12-2015		31-03-2016		31-12-2015		31-03-2016		31-12-2015		31-03-2016		31-12-2015		31-03-2016		31-12-2015		
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
<b>BALANCE</b>																					
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	629.408	235.225	312.398	231.744	-	-	-	-	-	-	-	-	-	208.200	6.226	-	5.967	837.608	241.451	312.398	237.711
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	99.459.490	4.977.818	91.292.198	3.767.410	39.392.501	4.914.433	39.545.565	5.091.255	67.709.268	113.095	26.291.133	114.662	111.711.479	5.025.497	95.783.612	4.867.959	318.272.738	15.030.843	252.912.508	13.841.286	
<b>Total Activo estimado</b>	<b>100.088.898</b>	<b>5.213.043</b>	<b>91.604.596</b>	<b>3.999.154</b>	<b>39.392.501</b>	<b>4.914.433</b>	<b>39.545.565</b>	<b>5.091.255</b>	<b>67.709.268</b>	<b>113.095</b>	<b>26.291.133</b>	<b>114.662</b>	<b>111.919.679</b>	<b>5.031.723</b>	<b>95.783.612</b>	<b>4.873.926</b>	<b>319.110.346</b>	<b>15.272.294</b>	<b>253.224.906</b>	<b>14.078.997</b>	
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	34.458	89.522	43.386	85.780	-	-	-	-	-	-	-	-	1.838.995	-	1.107.814	-	1.873.454	89.522	1.151.200	85.780	
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	28.908.883	6.203.744	21.741.708	5.032.612	24.001.253	4.987.399	25.029.210	4.373.789	23.258.417	-	8.559.240	-	91.872.437	4.119.423	167.569.844	3.833.787	168.040.990	15.310.567	222.900.002	13.240.188	
<b>Total Pasivo estimado</b>	<b>28.943.342</b>	<b>6.293.266</b>	<b>21.785.094</b>	<b>5.118.392</b>	<b>24.001.253</b>	<b>4.987.399</b>	<b>25.029.210</b>	<b>4.373.789</b>	<b>23.258.417</b>	<b>0</b>	<b>8.559.240</b>	<b>0</b>	<b>93.711.432</b>	<b>4.119.423</b>	<b>168.677.658</b>	<b>3.833.787</b>	<b>169.914.443</b>	<b>15.400.089</b>	<b>224.051.202</b>	<b>13.325.968</b>	

  

	COLOMBIA				PERU				ARGENTINA				BRASIL				TOTAL				
	31-03-2016		31-03-2015		31-03-2016		31-03-2015		31-03-2016		31-03-2015		31-03-2016		31-03-2015		31-03-2016		31-03-2015		
	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	
<b>RESULTADO</b>																					
Venta Energía	96,477,590	72,581,847	99,905,552	92,418,375	39,849,093	4,971,395	36,943,620	4,375,150	63,704,328	119,401	40,989,811	51,035	108,371,737	4,884,791	119,454,543	80,466,242	308,402,748	82,557,434	297,293,526	177,310,802	
Compra de Energía	24,279,447	3,700,906	37,581,396	32,899,974	24,279,447	5,045,207	17,194,033	6,713,514	24,555,060	-	12,559,922	0	90,881,466	3,988,834	179,871,271	199,998,409	163,995,420	12,734,947	247,206,622	239,611,897	

## ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

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

Proveedores con pagos al día	Saldo al				Saldo al			
	31-03-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	103.699.331	189.016.504	292.715.835	-	107.441.015	224.427.906	331.868.921
Entre 31 y 60 días	-	13.499.802	28.112.527	41.612.329	-	13.041.611	16.446.525	29.488.136
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	2.435.587	2.435.587	-	-	2.278.233	2.278.233
<b>Total</b>	-	<b>117.199.133</b>	<b>219.564.618</b>	<b>336.763.751</b>	-	<b>120.482.626</b>	<b>243.152.664</b>	<b>363.635.290</b>

  

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al				Saldo al			
	31-03-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	10.249.865	10.249.865
Entre 31 y 60 días	-	-	1.796.139	1.796.139	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 180 días	-	-	74.639.472	74.639.472	-	-	87.506.351	87.506.351
<b>Total</b>	-	-	<b>76.435.611</b>	<b>76.435.611</b>	-	-	<b>97.756.216</b>	<b>97.756.216</b>