



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

**ESTADOS FINANCIEROS
CONSOLIDADOS**
correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2015

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

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 3 secciones:

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

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enersis Américas S.A. (ex Enersis S.A.)

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enersis Américas S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, descritas en Nota 2 a los estados financieros consolidados. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 7,4% y un 32,0% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y de ingresos de actividades ordinarias que constituyen un 5,5% y un 5,4% de los ingresos de actividades ordinarias totales consolidados por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Adicionalmente, tampoco auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, por las cuales se presentan Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que constituyen un 28,1% de los activos totales al 31 de diciembre de 2015, y una ganancia procedente de operaciones discontinuadas que constituyen un 38,9% y un 30,5% de la ganancia total consolidada por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, respectivamente. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, se basa únicamente en los informes emitidos por esos otros auditores. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis Américas S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros, descritas en Nota 2 a los estados financieros consolidados.

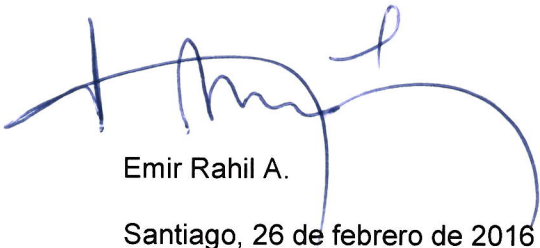
Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2.1 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N° 856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio 2014 contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley 20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

Sin embargo, no obstante que fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización, los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en el párrafo anterior y cuyo efecto se explica en Nota 19 c).

Otros asuntos, Estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Enersis Américas S.A. y filiales adjuntos, que incluyen los estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados, sobre los cuales emitimos una opinión sin salvedades sobre los mismos en nuestro informe de fecha 7 de febrero de 2014.



Emir Rahil A.
Santiago, 26 de febrero de 2016

EY LTDA.

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

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

(En miles de pesos)

| ACTIVOS | Nota | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|---|------|-----------------------|-----------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 8 | 1.185.163.344 | 1.704.745.491 |
| Otros activos financieros corrientes | 9 | 68.262.446 | 99.455.403 |
| Otros activos no financieros corriente | | 101.989.057 | 175.098.112 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 10 | 1.088.131.567 | 1.681.686.903 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 11 | 3.566.930 | 18.441.340 |
| Inventarios corrientes | 12 | 95.057.897 | 133.520.154 |
| Activos por impuestos corrientes | 13 | 47.454.588 | 110.572.522 |
| Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | | 2.589.625.829 | 3.923.519.925 |
| 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 | 7.978.963 |
| ACTIVOS CORRIENTES TOTALES | | 7.913.561.710 | 3.931.498.888 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Otros activos financieros no corrientes | 9 | 489.528.204 | 530.821.520 |
| Otros activos no financieros no corrientes | | 77.562.708 | 77.806.180 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 10 | 398.695.864 | 291.641.675 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente | 11 | 355.485 | 486.605 |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 14 | 30.960.445 | 73.633.610 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 15 | 981.399.272 | 1.168.212.056 |
| Plusvalía | 16 | 444.199.047 | 1.410.853.627 |
| Propiedades, planta y equipo | 17 | 5.003.566.633 | 8.234.215.719 |
| Propiedad de inversión | 18 | - | 8.514.562 |
| Activos por impuestos diferidos | 19 | 109.325.023 | 193.637.874 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES | | 7.535.592.681 | 11.989.823.428 |
| TOTAL DE ACTIVOS | | 15.449.154.391 | 15.921.322.316 |

ENERSIS AMÉRICAS S.A. (EX - ENERSIS S.A.) Y SOCIEDADES FILIALES
**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2015 y 2014**

(En miles de pesos)

| PATRIMONIO Y PASIVOS | Nota | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|---|------|-----------------------|-----------------------|
| PASIVOS CORRIENTES | | | |
| Otros pasivos financieros corrientes | 20 | 687.873.508 | 421.805.679 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 23 | 1.452.824.207 | 2.288.876.950 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 11 | 109.897.508 | 143.680.622 |
| Otras provisiones corrientes | 24 | 127.299.176 | 90.222.684 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 13 | 142.607.960 | 115.472.313 |
| Otros pasivos no financieros corrientes | | 39.226.339 | 129.275.589 |
| Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | | 2.559.728.698 | 3.189.333.837 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 5 | 1.945.652.102 | 5.488.147 |
| PASIVOS CORRIENTES TOTALES | | 4.505.380.800 | 3.194.821.984 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 20 | 1.847.296.592 | 3.289.097.528 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes | 23 | 283.544.254 | 159.385.521 |
| Otras provisiones no corrientes | 24 | 183.848.284 | 197.243.841 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 19 | 231.904.615 | 478.361.484 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 25 | 187.270.474 | 269.930.412 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | | 20.100.992 | 53.262.800 |
| PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES | | 2.753.965.211 | 4.447.281.586 |
| TOTAL PASIVOS | | 7.259.346.011 | 7.642.103.570 |
| PATRIMONIO | | | |
| Capital emitido | 26.1 | 5.804.447.986 | 5.804.447.986 |
| Ganancias acumuladas | | 3.380.661.523 | 3.051.734.445 |
| Otras reservas | 26.5 | (3.158.960.224) | (2.654.206.384) |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | | 6.026.149.285 | 6.201.976.047 |
| Participaciones no controladoras | 26.6 | 2.163.659.095 | 2.077.242.699 |
| PATRIMONIO TOTAL | | 8.189.808.380 | 8.279.218.746 |
| TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS | | 15.449.154.391 | 15.921.322.316 |

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

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS Ganancia (pérdida) | Nota | enero - diciembre | | |
|--|---------------|----------------------|------------------------------|------------------------------|
| | | 2015 M\$ | 2014 (Reexpresado) M\$ | 2013 (Reexpresado) M\$ |
| Ingresos de actividades ordinarias | 27 | 4.667.645.310 | 4.806.455.737 | 3.978.995.352 |
| Otros ingresos, por naturaleza | 27 | 633.794.268 | 399.914.051 | 549.152.517 |
| Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza | | 5.301.439.578 | 5.206.369.788 | 4.528.147.869 |
| Materias primas y consumibles utilizados | 28 | (2.777.201.512) | (2.631.669.436) | (2.090.267.302) |
| Margen de Contribución | | 2.524.238.066 | 2.574.700.352 | 2.437.880.567 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | 3 a) 3 d.1 | 67.101.269 | 55.770.418 | 47.134.470 |
| Gastos por beneficios a los empleados | 29 | (487.698.147) | (389.668.473) | (345.568.196) |
| Gasto por depreciación y amortización | 30 | (320.542.197) | (350.742.750) | (315.966.141) |
| Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo | 30 | (39.811.756) | (38.329.942) | (66.664.976) |
| Otros gastos por naturaleza | 31 | (488.528.749) | (463.729.264) | (405.747.911) |
| Resultado de Explotación | | 1.254.758.486 | 1.388.000.341 | 1.351.067.813 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 32 | (6.566.225) | 876.554 | 4.642.268 |
| Ingresos financieros | 33 | 294.770.272 | 251.121.762 | 246.615.814 |
| Costos financieros | 33 | (385.455.340) | (432.314.329) | (325.972.302) |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | 14 | 3.332.971 | 2.560.023 | 979.875 |
| Diferencias de cambio | 33 | 128.238.047 | (18.493.594) | (28.534.786) |
| Resultado por unidades de reajuste | 33 | (9.266.040) | (13.630.068) | (11.007.801) |
| Ganancia (pérdida) antes de impuestos | | 1.279.812.171 | 1.178.120.689 | 1.237.790.881 |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas | 34 | (523.663.212) | (430.592.032) | (442.455.343) |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | | 756.148.959 | 747.528.657 | 795.335.538 |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas | 5.1 c) | 388.320.526 | 281.941.071 | 318.065.208 |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | | 1.144.469.485 | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a | | | | |
| Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora | | 661.586.917 | 610.157.869 | 658.514.150 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras | 26.6 | 482.882.568 | 419.311.859 | 454.886.596 |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | | 1.144.469.485 | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 |
| Ganancia por acción básica | | | | |
| Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas | \$ / acción | 8,35 | 8,25 | 9,49 |
| Ganancia (pérdidas) por acción básica en operaciones discontinuadas | \$ / acción | 5,13 | 4,18 | 5,08 |
| Ganancia (pérdida) por acción básica | \$ / acción | 13,48 | 12,43 | 14,56 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | Miles | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 | 45.218.860,05 |
| Ganancias por acción diluidas | | | | |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas | \$ / acción | 8,35 | 8,25 | 9,49 |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas | \$ / acción | 5,13 | 4,18 | 5,08 |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción | \$ / acción | 13,48 | 12,43 | 14,56 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | Miles | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 | 45.218.860,05 |

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

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES CONSOLIDADOS | Nota | enero - diciembre | | |
|---|--------|----------------------|----------------------|----------------------|
| | | 2015 M\$ | 2014 M\$ | 2013 M\$ |
| Ganancia (Pérdida) | | 1.144.469.485 | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 |
| Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos | | | | |
| Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos | 25.2.b | (19.027.368) | (36.681.734) | 6.351.518 |
| Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período | | (19.027.368) | (36.681.734) | 6.351.518 |
| Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos | | | | |
| Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión | | (644.537.672) | 4.370.648 | (76.723.893) |
| Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta | | (442.864) | 1.849 | (2.273) |
| Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación | 14.1 | (552.420) | 13.476.871 | 8.367.223 |
| Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo | | (155.456.845) | (138.993.868) | (76.144.260) |
| Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados | | 17.215.453 | (6.898.502) | 55.283 |
| Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período | | (783.774.348) | (128.043.002) | (144.447.920) |
| Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos | | (802.801.716) | (164.724.736) | (138.096.402) |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período | | | | |
| Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos | | 6.018.363 | 12.694.514 | (2.603.231) |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período | | 6.018.363 | 12.694.514 | (2.603.231) |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período | | | | |
| Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo | | 36.399.000 | 35.887.996 | 12.332.516 |
| Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta | | (291) | (1.462) | 455 |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período | | 36.398.709 | 35.886.534 | 12.332.971 |
| Total Otro resultado integral | | (760.384.644) | (116.143.688) | (128.366.662) |
| TOTAL RESULTADO INTEGRAL | | 384.084.841 | 913.326.040 | 985.034.084 |
| Resultado integral atribuible a | | | | |
| Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora | | 145.175.235 | 562.566.774 | 577.348.684 |
| Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras | | 238.909.606 | 350.759.266 | 407.685.400 |
| TOTAL RESULTADO INTEGRAL | | 384.084.841 | 913.326.040 | 985.034.084 |

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

Estado de cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

| Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado | Capital emitido | Prima de Emisión | Cambios en Otras Reservas | | | | | | Otras reservas | Ganancias (pérdidas) acumuladas | Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | Participaciones no controladoras | Total Patrimonio |
|--|-----------------|------------------|---|---|---|---|-----------------------|--|-----------------|---------------------------------|---|----------------------------------|------------------|
| | | | Reservas por diferencias de cambio por conversión | Reservas de coberturas de flujo de caja | Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos | Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta | Otras reservas varias | Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta | | | | | |
| Saldo Inicial al 01/01/2015 | 5.804.447.986 | - | 35.154.874 | (69.404.677) | - | 14.046 | (2.619.970.627) | - | (2.654.206.384) | 3.051.734.445 | 6.201.976.047 | 2.077.242.699 | 8.279.218.746 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | | 661.586.917 | 661.586.917 | 482.882.568 | 1.144.469.485 |
| Otro resultado integral | | | (442.819.275) | (60.939.077) | (12.152.091) | (166.950) | (334.289) | - | (516.411.682) | | (516.411.682) | (243.972.962) | (760.384.644) |
| Resultado integral | | | | | | | | | | | 145.175.235 | 238.909.606 | 384.084.841 |
| Dividendos | | | | | | | | | | | (320.507.748) | (151.308.255) | (471.816.003) |
| Incremento (disminución) por otros cambios (1) | - | - | (12.423.692) | 121.503.052 | 12.152.091 | (14.835) | (8.231.102) | (101.327.672) | 11.657.842 | (12.152.091) | (494.249) | (1.184.955) | (1.679.204) |
| Total de cambios en patrimonio | - | - | (455.242.967) | 60.563.975 | - | (181.785) | (8.565.391) | (101.327.672) | (504.753.840) | 328.927.078 | (175.826.762) | 86.416.396 | (89.410.366) |
| Saldo Final al 31/12/2015 | 5.804.447.986 | - | (420.088.093) | (8.840.702) | - | (167.739) | (2.628.536.018) | (101.327.672) | (3.158.960.224) | 3.380.661.523 | 6.026.149.285 | 2.163.659.095 | 8.189.808.380 |

| Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado | Capital emitido | Prima de Emisión | Cambios en Otras Reservas | | | | | | Otras reservas | Ganancias (pérdidas) acumuladas | Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | Participaciones no controladoras | Total Patrimonio |
|--|-----------------|------------------|---|---|---|---|-----------------------|--|-----------------|---------------------------------|---|----------------------------------|------------------|
| | | | Reservas por diferencias de cambio por conversión | Reservas de coberturas de flujo de caja | Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos | Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta | Otras reservas varias | Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta | | | | | |
| Saldo Inicial al 01/01/2014 | 5.669.280.725 | 158.759.648 | (56.022.016) | (3.086.726) | - | 11.811 | (2.414.023.486) | - | (2.473.120.417) | 2.813.634.297 | 6.168.554.253 | 2.338.910.608 | 8.507.464.861 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | | 610.157.869 | 610.157.869 | 419.311.859 | 1.029.469.728 |
| Otro resultado integral | | | 29.929.142 | (66.317.951) | (19.023.003) | 2.235 | 7.818.482 | - | (47.591.095) | | (47.591.095) | (68.552.593) | (116.143.688) |
| Resultado integral | | | | | | | | | | | 562.566.774 | 350.759.266 | 913.326.040 |
| Dividendos | | | | | | | | | | | (314.750.191) | (314.750.191) | (774.478.510) |
| Incremento (disminución) por otros cambios | 135.167.261 | (158.759.648) | - | - | 19.023.003 | - | 25.112.860 | - | 44.135.863 | (57.307.530) | (36.764.054) | (23.689.993) | (60.454.047) |
| Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control | | | 61.247.748 | | | | (238.878.483) | - | (177.630.735) | - | (177.630.735) | (129.008.863) | (306.639.598) |
| Total de cambios en patrimonio | 135.167.261 | (158.759.648) | 91.176.890 | (66.317.951) | - | 2.235 | (205.947.141) | - | (181.085.967) | 238.100.148 | 33.421.794 | (261.667.909) | (228.246.115) |
| Saldo Final al 31/12/2014 | 5.804.447.986 | - | 35.154.874 | (69.404.677) | - | 14.046 | (2.619.970.627) | - | (2.654.206.384) | 3.051.734.445 | 6.201.976.047 | 2.077.242.699 | 8.279.218.746 |

(1) Ver nota 5.1 b)

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

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

| Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado | Capital emitido | Prima de Emisión | Cambios en Otras Reservas | | | | | | Otras reservas | Ganancias (pérdidas) acumuladas | Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | Participaciones no controladoras | Total Patrimonio |
|--|----------------------|--------------------|---|---|---|---|------------------------|--|------------------------|---------------------------------|---|----------------------------------|----------------------|
| | | | Reservas por diferencias de cambio por conversión | Reservas de coberturas de flujo de caja | Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos | Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta | Otras reservas varias | Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta | | | | | |
| Saldo Inicial al 01/01/2013 | 2.824.882.835 | 158.759.648 | (40.720.059) | 27.594.028 | - | 13.647 | (1.498.010.369) | - | (1.511.122.753) | 2.421.278.841 | 3.893.798.571 | 3.064.408.474 | 6.958.207.045 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | | 658.514.150 | 658.514.150 | 454.886.596 | 1.113.400.746 |
| Otro resultado integral | | | (57.187.681) | (30.680.754) | 6.865.655 | (1.836) | (160.850) | - | (81.165.466) | | (81.165.466) | (47.201.196) | (128.366.662) |
| Resultado integral | | | | | | | | | | | 577.348.684 | 407.685.400 | 985.034.084 |
| Emisión de patrimonio | 2.844.397.890 | 1.460.503 | | | | | | | | - | 2.845.858.393 | | 2.845.858.393 |
| Dividendos | | | | | | | | | | (273.024.349) | (273.024.349) | (387.641.111) | (660.665.460) |
| Incremento (disminución) por otros cambios | - | (1.460.503) | - | - | (6.865.655) | - | 74.015.741 | - | 67.150.086 | 6.865.655 | 72.555.238 | (910.579) | 71.644.659 |
| Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control | | | 41.885.724 | | | | (989.868.008) | - | (947.982.284) | - | (947.982.284) | (744.631.576) | (1.692.613.860) |
| Total de cambios en patrimonio | 2.844.397.890 | - | (15.301.957) | (30.680.754) | - | (1.836) | (916.013.117) | - | (961.997.664) | 392.355.456 | 2.274.755.682 | (725.497.866) | 1.549.257.816 |
| Saldo Final al 31/12/2013 | 5.669.280.725 | 158.759.648 | (56.022.016) | (3.086.726) | - | 11.811 | (2.414.023.486) | - | (2.473.120.417) | 2.813.634.297 | 6.168.554.253 | 2.338.910.608 | 8.507.464.861 |

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

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013

(En miles de pesos)

| Estado de Flujo de Efectivo Directo | Nota | enero - diciembre | | |
|---|------|------------------------|-----------------|-----------------|
| | | 2015 M\$ | 2014 M\$ | 2013 M\$ |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | | | |
| Clases de cobros por actividades de operación | | | | |
| Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios | | 8.983.646.820 | 7.786.425.908 | 6.946.352.718 |
| Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias | | 40.395.210 | 53.736.441 | 92.757.838 |
| Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas | | 24.800.978 | 20.348.278 | 74.183.266 |
| Otros cobros por actividades de operación | | 593.726.467 | 793.806.980 | 503.343.750 |
| Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación | | | | |
| Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios | | (4.875.217.622) | (4.395.777.186) | (3.690.576.400) |
| Pagos a y por cuenta de los empleados | | (554.559.784) | (482.784.407) | (448.354.032) |
| Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas | | (14.484.698) | (15.147.534) | (5.782.311) |
| Otros pagos por actividades de operación | | (1.572.807.177) | (1.418.097.022) | (1.176.355.154) |
| Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones) | | | | |
| Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados) | | (451.694.741) | (428.343.722) | (381.648.502) |
| Otras entradas (salidas) de efectivo | | (250.354.851) | (216.129.742) | (212.945.529) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | 1.923.450.602 | 1.698.037.994 | 1.700.975.644 |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | | | |
| Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios | 8.e | 6.639.653 | 40.861.571 | - |
| Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios | 8.c | - | (37.654.762) | - |
| Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades | | 395.810.811 | 1.126.402.278 | 871.863.989 |
| Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades | | (353.112.647) | (480.297.836) | (1.433.536.193) |
| Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos | | (2.550.000) | (3.315.000) | (5.084.700) |
| Préstamos a entidades relacionadas | | - | - | (4.844.706) |
| Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo | | 49.916 | 167.486 | 5.462.527 |
| Compras de propiedades, planta y equipo | | (1.090.624.099) | (825.909.425) | (603.413.832) |
| Compras de activos intangibles | | (271.937.266) | (260.500.759) | (169.371.666) |
| Recursos por ventas de otros activos a largo plazo | | 1.729.727 | 2.037.930 | 1.987.002 |
| Compras de otros activos a largo plazo | | - | (2.952.035) | (2.034.104) |
| Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera | | (6.888.344) | (26.683.724) | (3.485.915) |
| Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera | | 17.266.466 | 16.957.654 | 14.308.008 |
| Cobros a entidades relacionadas | | - | - | 4.895.411 |
| Dividendos recibidos | | 11.313.451 | 13.567.998 | 9.081.705 |
| Intereses recibidos | | 58.724.646 | 93.410.873 | 92.176.821 |
| Otras entradas (salidas) de efectivo | | 18.278.638 | 44.220.761 | (1.891.436) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | (1.215.299.048) | (299.686.990) | (1.223.887.089) |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | | | |
| Importes procedentes de la emisión de acciones | | - | 8.783.766 | 1.130.817.519 |
| Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control | | (2.374.346) | (385.132.160) | - |
| Total importes procedentes de préstamos | | 475.558.223 | 774.199.941 | 530.735.256 |
| Importes procedentes de préstamos de largo plazo | | 105.645.839 | 740.518.825 | 487.162.501 |
| Importes procedentes de préstamos de corto plazo | | 369.912.384 | 33.681.116 | 43.572.755 |
| Préstamos de entidades relacionadas | | - | - | 693.084 |
| Pagos de préstamos | | (614.937.402) | (622.496.486) | (563.049.681) |
| Pagos de pasivos por arrendamientos financieros | | (19.737.180) | (16.559.995) | (9.388.183) |
| Pagos de préstamos a entidades relacionadas | | - | (17.236.440) | - |
| Dividendos pagados | | (612.045.894) | (632.808.121) | (482.046.152) |
| Intereses pagados | | (266.756.065) | (246.769.836) | (230.584.133) |
| Otras entradas (salidas) de efectivo | | (19.921.715) | (145.440.332) | (40.412.354) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | (1.060.214.379) | (1.283.459.663) | 336.765.356 |
| Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios | | (352.062.825) | 114.891.341 | 813.853.911 |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | | | | |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | | (23.287.179) | (16.503.717) | (23.298.403) |
| Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo | | (375.350.004) | 98.387.624 | 790.555.508 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo | 8.d | 1.704.775.193 | 1.606.387.569 | 815.832.061 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo | 8.d | 1.329.425.189 | 1.704.775.193 | 1.606.387.569 |

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

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

| | | |
|-------|--|----|
| 1. | ACTIVIDAD Y ESTADOS FINANCIEROS DEL GRUPO..... | 12 |
| 2. | BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS | 13 |
| 2.1 | Principios contables..... | 13 |
| 2.2 | Nuevos pronunciamientos contables..... | 13 |
| 2.3 | Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas..... | 15 |
| 2.4 | Entidades filiales..... | 16 |
| 2.4.1 | Variaciones del perímetro de consolidación..... | 17 |
| 2.4.2 | Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%..... | 17 |
| 2.4.3 | Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%..... | 17 |
| 2.5 | Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos | 17 |
| 2.6 | Principios de consolidación y combinaciones de negocio..... | 18 |
| 3. | CRITERIOS CONTABLES APLICADOS | 20 |
| a) | Propiedades, planta y equipo..... | 20 |
| b) | Propiedad de inversión..... | 22 |
| c) | Plusvalía..... | 22 |
| d) | Activos intangibles distintos de la plusvalía..... | 23 |
| d.1) | Concesiones..... | 23 |
| d.2) | Gastos de investigación y desarrollo..... | 24 |
| d.3) | Otros activos intangibles..... | 24 |
| e) | Deterioro del valor de los activos no financieros..... | 24 |
| f) | Arrendamientos..... | 25 |
| g) | Instrumentos financieros..... | 25 |
| g.1) | Activos financieros no derivados..... | 26 |
| g.2) | Efectivo y otros medios líquidos equivalentes..... | 26 |
| g.3) | Deterioro de valor de los activos financieros..... | 26 |
| g.4) | Pasivos financieros excepto derivados..... | 27 |
| g.5) | Derivados y operaciones de cobertura..... | 27 |
| g.6) | Baja de activos y pasivos financieros..... | 28 |
| g.7) | Compensación de activos y pasivos financieros..... | 28 |
| g.8) | Contratos de garantías financieras..... | 29 |
| h) | Medición del valor razonable..... | 29 |
| i) | Inversiones contabilizadas por el método de participación..... | 30 |
| j) | Inventarios..... | 30 |
| k) | Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas..... | 30 |
| l) | Acciones propias en cartera..... | 31 |
| m) | Provisiones..... | 31 |
| m.1) | Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares..... | 31 |
| n) | Conversión de saldos en moneda extranjera..... | 32 |
| o) | Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes..... | 32 |
| p) | Impuesto a las ganancias..... | 32 |
| q) | Reconocimiento de ingresos y gastos..... | 33 |
| r) | Ganancia (pérdida) por acción..... | 34 |
| s) | Dividendos..... | 35 |
| t) | Gastos de emisión y colocación de acciones..... | 35 |
| u) | Estado de flujos de efectivo..... | 35 |
| 4. | REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO..... | 36 |
| a) | Marco regulatorio:..... | 36 |

| | |
|---|-----|
| b) Revisiones tarifarias:..... | 42 |
| a) Marco regulatorio: | 45 |
| b) Revisiones tarifarias:..... | 47 |
| 5. ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS..... | 48 |
| 6. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA | 51 |
| 7. AUMENTO DE CAPITAL..... | 55 |
| 8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO..... | 57 |
| 9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS..... | 58 |
| 10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR..... | 58 |
| 11. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS..... | 60 |
| 10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas..... | 60 |
| a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas..... | 60 |
| b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas..... | 61 |
| c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados: | 62 |
| 10.2 Directorio y personal clave de la gerencia | 63 |
| 10.3 Retribución del personal clave de la gerencia..... | 65 |
| a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia | 65 |
| b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia. | 65 |
| 10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción..... | 65 |
| 12. INVENTARIOS..... | 66 |
| 13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS..... | 66 |
| 14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN..... | 67 |
| 14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación | 67 |
| 15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA..... | 69 |
| 16. PLUSVALÍA..... | 71 |
| 17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO..... | 73 |
| 18. PROPIEDAD DE INVERSIÓN..... | 79 |
| 19. IMPUESTOS DIFERIDOS..... | 80 |
| 20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS..... | 83 |
| 20.1 Préstamos que devengan intereses..... | 83 |
| 20.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas | 85 |
| 20.3 Obligaciones con el Público Garantizadas..... | 85 |
| 20.4 Deuda de cobertura..... | 89 |
| 20.5 Otros aspectos..... | 89 |
| 21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS..... | 89 |
| 21.1 Riesgo de tasa de interés..... | 89 |
| 21.2 Riesgo de tipo de cambio..... | 90 |
| 21.3 Riesgo de commodities..... | 90 |
| 21.4 Riesgo de liquidez..... | 91 |
| 21.5 Riesgo de crédito..... | 91 |
| 21.6 Medición del riesgo..... | 92 |
| 22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS..... | 93 |
| 22.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría..... | 93 |
| 22.2 Instrumentos derivados..... | 94 |
| 22.3 Jerarquías del valor razonable..... | 96 |
| 23. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR CORRIENTES..... | 97 |
| 24. PROVISIONES..... | 98 |
| 25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO..... | 99 |
| 25.1 Aspectos generales: | 99 |
| 25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: | 99 |
| 26. PATRIMONIO..... | 104 |

| | | |
|------|---|-----|
| 26.1 | Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 104 |
| 26.2 | Reservas por diferencias de cambio por conversión. | 106 |
| 26.3 | Gestión del capital. | 106 |
| 26.4 | Restricciones a la disposición de fondos de las filiales. | 106 |
| 26.5 | Otras Reservas. | 106 |
| 26.6 | Participaciones no controladoras. | 107 |
| 27. | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS..... | 110 |
| 28. | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS. | 111 |
| 29. | GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS..... | 111 |
| 30. | GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO..... | 111 |
| 31. | OTROS GASTOS POR NATURALEZA..... | 112 |
| 32. | OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS)..... | 112 |
| 33. | RESULTADO FINANCIERO..... | 113 |
| 34. | IMPUESTO A LAS GANANCIAS..... | 114 |
| 35. | INFORMACIÓN POR SEGMENTO..... | 115 |
| 35.1 | Criterios de segmentación. | 115 |
| 35.2 | Generación y Transmisión, Distribución y otros..... | 116 |
| 35.3 | Países..... | 119 |
| 35.4 | Generación y Transmisión, y Distribución por países. | 122 |
| 36. | GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS..... | 128 |
| 36.1 | Garantías directas..... | 128 |
| 36.2 | Garantías Indirectas..... | 128 |
| 36.3 | Litigios y arbitrajes. | 129 |
| 36.4 | Restricciones financieras. | 145 |
| 36.5 | Otras informaciones..... | 150 |
| 37. | DOTACIÓN..... | 159 |
| 38. | SANCIONES..... | 159 |
| 39. | MEDIO AMBIENTE..... | 175 |
| 40. | INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES..... | 177 |
| 41. | HECHOS POSTERIORES..... | 179 |
| | ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENERSIS AMÉRICAS:..... | 183 |
| | ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN: | 185 |
| | ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:..... | 186 |
| | ANEXO N°4 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA RELATIVA A LOS ACTIVOS Y PASIVOS MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y RESULTADO DE LAS OPERACIONES DISCONTINUADAS:..... | 187 |
| | ANEXO N°5 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA: | 193 |
| | ANEXO N°6 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA:..... | 198 |
| | ANEXO N°7 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012: | 200 |
| | ANEXO N°7.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:..... | 203 |
| | ANEXO N°7.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE: | 207 |
| | ANEXO N°8 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES: | 208 |

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

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS CORRESPONDIENTES AL EJERCICIO TERMINADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2015 Y 2014. (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 febrero 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 y 41). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 12.202 trabajadores al 31 de diciembre de 2015. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2015 fue de 12.348 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 37.

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 cualesquiera de los siguientes:

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

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

Estos estados financieros consolidados 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 2.6 y 3.n.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 26 de febrero de 2016, han sido preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

Con fecha 17 de octubre de 2014, mediante la emisión del Oficio Circular N° 856, la SVS instruyó a las entidades fiscalizadas registrar directamente en patrimonio las variaciones en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, que surgieran como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido en Chile por la Ley 20.780. Esta instrucción de la SVS es la única que contraviene las NIIF y los efectos contables que derivan de la misma fueron registrados al 30 de septiembre de 2014 (ver nota 3p y 19c).

La aplicación del Oficio N° 856 de la SVS vino a modificar el marco de preparación y presentación de estados financieros utilizado por Enersis Américas a partir del ejercicio 2014, ya que el anterior (NIIF), requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas.

No obstante que los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2015 y 2014, fueron preparados sobre las mismas bases de contabilización (instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS)), los estados consolidados de resultados integrales y la conformación de los correspondientes estados consolidados de cambios en el patrimonio por los años terminados en esas fechas, en lo referido al registro de diferencias de activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos, no son comparativos de acuerdo a lo explicado en los párrafos anteriores.

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis Américas y sus filiales al 31 de diciembre de 2015 y 2014, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2013 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros consolidados 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 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 y a las instrucciones de la SVS.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

| Normas, Interpretaciones y Enmiendas | Aplicación obligatoria para: |
|--|---|
| <p>Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados <i>El objetivo de esta enmienda es simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.</i></p> | <p>Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014.</p> |

Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)

Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de julio de 2014

Las enmiendas y mejoras a la normativa, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2015, no han tenido efectos significativos en los estados financieros consolidados de Enersis Américas y filiales.

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

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

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

Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación

Estas modificaciones de alcance restringido aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.

Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2016.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas

Aplicación obligatoria para:

NIIF 9: Instrumentos Financieros

Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:

Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.

Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.

Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.

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

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

NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes

Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. A demás exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).

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

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 normas y 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 es responsabilidad del Directorio de la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF y las instrucciones de la SVS.

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia o no de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver anexo 7.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, 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 reevalúa si tiene o no control en una sociedad filial si los hechos y circunstancias indican que ha habido cambios en uno o más de los elementos de control mencionados anteriormente.

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados, 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 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.

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

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

Durante el primer semestre de 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo Enersis Américas la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% de participación en dicha sociedad, el 22 de abril de 2014 (ver Nota 6).

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

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

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación inferior al 50%.

Aunque el Grupo posee, directa e indirectamente, un 48,48% de participación en las sociedades Comercializadora de Energía S.A. (en adelante “Codensa”) y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”) 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.

2.4.3 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.

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

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de Aysén han sido reclasificados como activos mantenidos para distribuir a los propietarios. De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (ver nota 3.k y 5.1).

2.5 Sociedades asociadas y acuerdos conjuntos

Son sociedades 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 dichas políticas. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.i).

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

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

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

2.6 Principios de consolidación y combinaciones de negocio.

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

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

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

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

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

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

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

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros “Patrimonio Total: Participaciones no controladoras” del estado de situación financiera consolidado y “Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras” y “Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras” en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:

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

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

3. CRITERIOS CONTABLES APLICADOS

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

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

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. (ver nota 17 b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver nota 17 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 24).

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

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

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

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

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

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

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

| Clases de Propiedades, plantas y equipos | Intervalo de años de vida útil estimada |
|--|---|
| Edificios | 10 – 80 |
| Planta y equipos | 3 – 75 |
| Equipamiento de tecnología de la información | 3 – 25 |
| Instalaciones fijas y accesorios | 5 – 15 |
| 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 |
|-------------------------------------|---|
| Instalaciones de generación: | |
| Centrales hidráulicas | |
| Obra civil | 20 – 75 |
| Equipo electromecánico | 24 – 33 |
| Centrales Térmicas | 11 – 40 |
| Renovables | 10 – 25 |
| Líneas de transporte | 21 – 39 |
| Instalaciones distribución: | |
| Red de alta tensión | 35 – 40 |
| Red de baja y media tensión | 30 – 50 |
| Equipos de medida y telecontrol | 10 – 35 |
| 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 | 8 años |
| Transportadora de Energía S.A. (Transporte) | Argentina | 2002 | 85 años | 72 años |
| Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte) | Argentina | 2000 | 87 años | 72 años |
| Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación) | Brasil | 1997 | 30 años | 12 años |
| Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. (Generación) | Brasil | 2001 | 30 años | 16 años |
| Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1) | Brasil | 2000 | 20 años | 5 años |
| Compañía de Interconexión Energética S.A. CIEN (Línea 2) | Brasil | 2002 | 20 años | 7 años |

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional. Cualquier obligación de inversión, mejora o reposición asumida por el Grupo, se considera en los cálculos de deterioro de valor de las Propiedades, plantas y equipos como una salida de flujos futuros comprometidos de carácter contractual, necesarios para obtener las entradas de flujos de efectivo futuras.

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

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

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

b) Propiedad de inversión.

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

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

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

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

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

c) Plusvalía.

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

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

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

d) Activos intangibles distintos de la plusvalía.

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

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

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

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

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

d.1) Concesiones.

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

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

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

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 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 Nota 3.g.1 y Nota 9).

d.2) Gastos de investigación y desarrollo.

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

d.3) Otros activos intangibles.

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

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

e) Deterioro del valor de los activos no financieros.

A lo largo del 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 | 31-12-2014 |
| Chile | Peso chileno | 4,5% - 5,1% | 2,2% - 5,0% |
| Argentina | Peso argentino | 11,1% | 6,9% - 7,7% |
| Brasil | Real | 4,1% - 5,6% | 5,0% - 5,9% |
| Perú | Sol | 3,1% - 4,8% | 3,4% - 4,4% |
| Colombia | Peso colombiano | 3,5% - 5,2% | 4,3% - 5,3% |

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2015 y 2014 fueron las siguientes:

| País | Moneda | Diciembre 2015 | | Diciembre 2014 | |
|-----------|-----------------|----------------|--------|----------------|--------|
| | | Mínimo | Máximo | Mínimo | Máximo |
| Chile | Peso chileno | 8,1% | 12,7% | 7,9% | 13,0% |
| Argentina | Peso argentino | 32,7% | 39,4% | 23,3% | 38,9% |
| Brasil | Real | 11,1% | 21,1% | 9,7% | 22,7% |
| Perú | Sol | 7,3% | 13,5% | 7,3% | 14,3% |
| Colombia | Peso colombiano | 8,5% | 15,1% | 8,0% | 13,3% |

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

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

f) Arrendamientos.

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

g) Instrumentos financieros.

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

g.1) Activos financieros no derivados.

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

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

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

- **Inversiones mantenidas hasta el vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (ver Nota 9).

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

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

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

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

g.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

g.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría “Préstamos y cuentas por cobrar”, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 10) .
- 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 9 y 22).
- Para el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota 3.g.1.

g.4) Pasivos financieros excepto derivados

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

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

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

g.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

g.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

g.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

g.8) Contratos de garantías financieras

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

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

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

h) Medición del valor razonable.

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

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

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

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

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

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

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 22.3

i) Inversiones contabilizadas por el método de participación.

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

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

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

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

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

j) Inventarios.

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

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

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

Los activos o grupos sujetos a desapropiación clasificados como mantenidos para la venta se valorizan al menor de su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta, y dejan de amortizarse desde el momento en que adquieren esta clasificación.

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

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

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

A su vez, una operación discontinuada es un componente del Grupo que ha sido vendido o se ha dispuesto de él por otra vía, 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”, incluyendo asimismo la plusvalía o minusvalía después de impuestos generada por la operación de desinversión, una vez que la misma se ha materializado.

l) Acciones propias en cartera.

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

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

m) 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 período 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.

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

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

Para los planes de prestación definida, las sociedades registran el gasto correspondiente a estos compromisos siguiendo el criterio del devengo durante la vida laboral de los empleados mediante la realización, a la fecha de los

estados financieros, de los oportunos estudios actuariales calculados aplicando el método de la unidad de crédito proyectada. Los costos por servicios pasados que corresponden a variaciones en las prestaciones son reconocidos inmediatamente.

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

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

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

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

n) Conversión de saldos en moneda extranjera.

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, 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 ejercicio, 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.

o) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

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

p) Impuesto a las ganancias.

El gasto por impuesto a las ganancias del 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.

Como excepción al criterio antes descrito y conforme a lo establecido en el Oficio Circular N° 856 de la SVS, emitido con fecha 17 de octubre de 2014, las variaciones en los activos y pasivos por impuestos diferidos que surgieron como consecuencia del incremento progresivo en la tasa de impuesto a las ganancias introducido por la Ley 20.780, de fecha 29 de septiembre de 2014, y que afectan las compañías Chilenas del Grupo Enersis Américas, han sido registradas directamente en Patrimonio (ganancias acumuladas). (Ver Nota 19.c).

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

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

Con respecto a las diferencias temporarias deducibles, relacionadas con inversiones en 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 visible y que se disponga de ganancias tributarias contra las cuales puedan utilizarse las diferencias temporarias.

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

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

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

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

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

q) Reconocimiento de ingresos y gastos.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias del Grupo durante el ejercicio, 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 ejercicio, 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. Cuando el resultado de una transacción que implique la prestación de servicios no puede ser estimado en forma fiable, se reconocen ingresos por la cuantía en que los gastos reconocidos se consideran recuperables.

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.

r) Ganancia (pérdida) por acción.

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

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

Durante los ejercicios 2015, 2014 y 2013, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

s) Dividendos.

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

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

t) Gastos de emisión y colocación de acciones.

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

u) Estado de flujos de efectivo.

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

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

4. REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO.

4.1 Operaciones Continuas

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.

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 sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014 los distribuidores utilizaran un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015 fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014. Fue aprobado también un alargamiento del plazo de pago de todos los préstamos, que ahora deberán ser pagos en 54 meses a partir de noviembre 2015

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

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

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

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

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

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. 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. Sin embargo, queda pendiente la aprobación de la Medida Provisoria por parte del Senado. 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, hasta el momento se han realizado 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:
 - 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 1.160 MW-medios, asignados a Gas (73%), Hidro (20%) 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.

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.

Colombia

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

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

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

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

Perú

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

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

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

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

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

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

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

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

Se espera que la publicación de los reglamentos derivados de este Decreto sea efectuada durante los primeros meses del 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 la resolución 11 de 2015 que promueve mecanismos de respuesta de la demanda. En 2015 la CREG publicó la Resolución 138 que modifica el esquema de remuneración del cargo por confiabilidad para las plantas menores. La nueva normativa establece que dichas plantas pertenecerán al esquema centralizado del cargo y deberán declarar ENFICC para tener asignaciones de OEF. Si la diferencia entre la generación real y programada de dichas plantas es menor al +/-5%, podrán mantener el esquema de remuneración actual. 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 Perú*, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el Osinergmin, realiza subastas diferenciadas por tecnología para cumplirlo.
- *En Argentina*, el 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.

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 Nº 10.848/2004 y del Decreto Nº 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.

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

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, esta determinada por el ENRE, y CAMMESA la encargada de transferir dichos fondos. La resolución establece que los mismos son considerados a cuenta de la futura RTI. Instruyendo a su vez al ENRE a comenzar a efectuar las acciones previas para la realización de la misma,

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

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

La norma 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 Secretaria 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).

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 modulo 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.

Colombia

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

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

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

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

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

En 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.

4.2 Operaciones Discontinuas

a) Marco regulatorio:

Chile

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía (“Ley Eléctrica”) y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1997. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables (CER), el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

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

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Hasta enero de 2015, los clientes con una capacidad conectada entre 500 kW y 2.000 kW podían elegir su condición entre libres y regulados. El 29 de

enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial una modificación legal que incrementó el límite de 2.000 kW a 5.000 kW. Los alcances de esta modificación legal se incluyen más adelante.

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

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

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

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

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

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

El 29 de septiembre de 2014 se publicó en el Diario Oficial la Reforma Tributaria, la que incluyó la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂). Para las emisiones de CO₂, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley 20.805 que introduce una modificación legal relativa a los procesos de licitación de energía destinada al consumo de los clientes regulados. Entre los cambios introducidos por esta modificación, se destacan, una mayor participación de la CNE en estos procesos, el aumento de tres a cinco años de la anticipación para el llamado a una licitación, duración del contrato de suministro de hasta 20 años, la incorporación de un precio oculto o precio de reserva como precio techo de cada licitación, la posibilidad de postergar la entrega del suministro por parte de un adjudicatario en el caso de fuerza mayor, la incorporación de licitaciones de corto plazo, el tratamiento de la energía sin contratos y el incremento del límite para calificar como cliente regulado de 2.000 a 5.000 kW.

Energías renovables no convencionales

Chile, En abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.

Límites a la integración y concentración.

En Chile 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 Chile existen 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, no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad.

Mercado de clientes no regulados

En Chile las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. El límite para el mercado no regulado es >500 kw. Los clientes entre 500 y 5.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 5.000 kW necesariamente son clientes libres. El límite de 5.000 kW rige a partir de enero de 2015.

b) Revisiones tarifarias:

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

Con fecha 27 de enero de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2014.

Con fecha 12 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial los decretos N° 2T y N° 3T, que fijan los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre y 1 de octubre de 2014 respectivamente

Con fecha 22 de mayo de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 9T, que fija los precios de nudo para suministros de Electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2014.

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

Con fecha 4 de agosto de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N° 15T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de febrero de 2015.

Con fecha 4 de noviembre de 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°16T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2015.

Con fecha 26 de diciembre 2015, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°21T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2015.

Al 31 de diciembre de 2015, nuestra filial Chilectra ha reconocido ingresos no facturados por venta de energía y potencia por M\$33.649.923, (M\$98.064.320 por el ejercicio 2014), producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP), según señala el artículo 157° de la Ley N°20.018, "Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos. Adicionalmente, nuestra filial Chilectra ha reconocido una provisión de gastos por M\$31.959.398, (M\$22.750.995 por el ejercicio 2014), a cancelar a las generadoras producto de los retrasos en la publicación de los decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP) y Reliquidación de los Precios Nudo Promedio publicados en el último trimestre del año 2014 y durante el periodo 2015.

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 febrero 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. (Ver nota 41).

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

Al 31 de diciembre de 2015, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y generación en Chile se han considerado como Activos no corrientes o grupo de activos mantenidos para distribuir a los propietarios, o como Pasivos no corrientes o grupo de pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la nota 3.k.

Al 31 de diciembre de 2015, los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que se relacionan con las operaciones en Chile, son los siguientes:

| | 31-12-2015 M\$ |
|---|--------------------|
| ACTIVOS | |
| ACTIVOS CORRIENTES | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 144.261.845 |
| Otros activos financieros corrientes | 16.313.194 |
| Otros activos no financieros corriente | 3.984.943 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 596.364.468 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 23.611.569 |
| Inventarios | 42.616.615 |
| Activos por impuestos corrientes | 20.306.212 |
| Total de activos corrientes | 847.458.846 |
| ACTIVOS CORRIENTES TOTALES | |
| 847.458.846 | |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | |
| Otros activos financieros no corrientes | 21.750.452 |
| Otros activos no financieros no corrientes | 4.769.885 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 14.392.223 |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 45.716.371 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 42.879.326 |
| Plusvalía | 887.257.655 |
| Propiedades, planta y equipo | 3.429.167.797 |
| Propiedad de inversión | 8.150.987 |
| Activos por impuestos diferidos | 22.392.339 |
| TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES | |
| 4.476.477.035 | |
| TOTAL DE ACTIVOS | |
| 5.323.935.881 | |
| PASIVOS CORRIENTES | |
| Otros pasivos financieros corrientes | 27.921.725 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 554.915.972 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 55.238.930 |
| Otras provisiones corrientes | 16.329.195 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 15.119.789 |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 6.120.658 |
| Total de pasivos corrientes | 675.646.269 |
| PASIVOS CORRIENTES TOTALES | |
| 675.646.269 | |
| PASIVOS NO CORRIENTES | |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 917.197.790 |
| Otras cuentas por pagar no corrientes | 6.034.216 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes | 97.186 |
| Otras provisiones no corrientes | 56.116.140 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 235.101.356 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 55.023.456 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 435.689 |
| TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES | |
| 1.270.005.833 | |
| TOTAL PASIVOS | |
| 1.945.652.102 | |

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, son los siguientes:

| Reservas generadas por | 31-12-2015 M\$ |
|--|----------------------|
| Diferencias de cambio por conversión | 12.423.692 |
| Coberturas de flujo de caja | (121.503.052) |
| Remediación de activos disponibles para la venta | 14.835 |
| Otras reservas | 7.736.853 |
| Total | (101.327.672) |

iii. Ingresos y gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de distribución y generación en Chile objeto de distribución a los propietarios, al considerarse operaciones discontinuadas, 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 consolidado incluido en los presentes estados financieros consolidados, a efectos comparativos, no coinciden con los aprobados al cierre de los ejercicios 2014 y 2013, al haberse reclasificado los ingresos y gastos generados en dichos ejercicios 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 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

| Estado de Resultados | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Ingresos de actividades ordinarias | 2.382.671.016 | 2.013.305.145 | 1.717.781.888 |
| Otros ingresos, por naturaleza | 14.735.951 | 34.201.387 | 18.516.145 |
| Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza | 2.397.406.967 | 2.047.506.532 | 1.736.298.033 |
| Materias primas y consumibles utilizados | (1.481.985.559) | (1.309.402.283) | (998.873.893) |
| Margen de Contribución | 915.421.408 | 738.104.249 | 737.424.140 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | 21.004.053 | 21.505.568 | 14.831.058 |
| Gastos por beneficios a los empleados | (136.554.721) | (126.341.363) | (120.113.902) |
| Gasto por depreciación y amortización | (153.201.662) | (128.437.154) | (119.507.118) |
| Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del | 3.054.903 | (13.185.420) | (8.212.948) |
| Otros gastos por naturaleza | (125.849.781) | (110.321.349) | (114.350.778) |
| Resultado de Explotación | 523.874.200 | 381.324.531 | 390.070.452 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 20.055.745 | 70.893.263 | 14.527.737 |
| Ingresos financieros | 15.270.169 | 14.762.515 | 13.510.732 |
| Costos financieros | (61.616.349) | (59.543.956) | (62.395.332) |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | 8.905.045 | (54.413.310) | 24.309.344 |
| Diferencias de cambio | (13.394.762) | (20.328.278) | (1.838.329) |
| Resultado por unidades de reajuste | 4.839.077 | 15.263.623 | 1.593.046 |
| Ganancia (pérdida) antes de impuestos | 497.933.125 | 347.958.388 | 379.777.650 |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas | (109.612.599) | (66.017.317) | (61.712.442) |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | 388.320.526 | 281.941.071 | 318.065.208 |

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 35 “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 los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013:

| Estado de flujo de efectivo neto resumido | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
|--|--------------------|---------------------|--------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación | 576.531.527 | 264.946.881 | 442.960.531 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | (296.741.342) | (188.738.471) | (106.125.058) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | (273.442.450) | (159.144.481) | (216.411.065) |
| Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio | 6.347.735 | (82.936.071) | 120.424.408 |
| Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo | 4.898.483 | 1.044.602 | 388.929 |
| Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo | 11.246.218 | (81.891.469) | 120.813.337 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo | 133.015.627 | 214.907.097 | 94.093.760 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo | 144.261.845 | 133.015.628 | 214.907.097 |

En anexo N° 4 de los presentes estados financieros consolidados se presenta información complementaria relativa a los activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios, como así también para los resultados de las operaciones discontinuadas.

5.2.- Venta de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

Durante el mes de diciembre de 2014, Endesa Chile S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Finalmente la venta fue perfeccionada el 9 de enero de 2015 (ver nota 31).

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

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

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

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

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

6. COMBINACIÓN DE NEGOCIOS – ADQUISICIÓN DE GASATACAMA

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

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

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

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

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

a) Contraprestación transferida

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

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

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

b) Costos relacionados con la adquisición

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

c) Activos adquiridos identificables y pasivos asumidos identificables

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

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

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

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

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

Conciliación de valores

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

d) Plusvalía

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

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

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

La remediación del valor razonable de 50% de participación pre-existente que Endesa Chile tenía sobre GasAtacama, resultó en una ganancia de M\$ 21.546.320 que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas. Este monto corresponde a la diferencia positiva que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente, que ascendió a M\$ 157.147.000, y el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación en la fecha de adquisición, que ascendía a M\$ 135.600.682.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Endesa Chile/Enersis hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, generando una ganancia de M\$ 21.006.456 que se registró como ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas.

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

Al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos de GasAtacama han sido reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. De la misma forma, sus resultados por los ejercicios 2015, 2014 y 2013 han sido reclasificados a operaciones discontinuadas. (ver nota 3.K y 5.1).

7. AUMENTO DE CAPITAL

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

8. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

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

| Efectivo y Equivalentes al Efectivo | Saldo al | |
|-------------------------------------|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Efectivo en caja | 7.718.308 | 1.264.361 |
| Saldos en bancos | 194.453.214 | 283.305.826 |
| Depósitos a corto plazo | 573.985.007 | 922.909.741 |
| Otros instrumentos de renta fija | 409.006.815 | 497.265.563 |
| Total | 1.185.163.344 | 1.704.745.491 |

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión. No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

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

| Moneda | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|----------------------|----------------------|----------------------|
| \$ Chilenos | 835.468.993 | 687.912.363 |
| \$ Argentinos | 44.883.600 | 29.065.256 |
| \$ Colombianos | 156.731.922 | 357.337.537 |
| Real Brasileño | 91.204.686 | 197.723.752 |
| Nuevo Sol Peruano | 34.749.661 | 105.282.911 |
| US\$ Estadounidenses | 22.124.482 | 327.423.672 |
| Total | 1.185.163.344 | 1.704.745.491 |

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

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

(*) Ver nota 6.

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

| | Saldo al | |
|---|----------------------|----------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera) | 1.185.163.344 | 1.704.745.491 |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*) | - | 29.702 |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*) | 144.261.845 | - |
| Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo) | 1.329.425.189 | 1.704.775.193 |

(*) Ver nota 5.1.d) y 5.2.

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

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

(*) Ver nota 2.4.1., 5.1 iv)

9. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

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

| Otros activos financieros | Saldo al | | | |
|--|-------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| | Corrientes | | No corrientes | |
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (*) | - | - | 616.296 | 4.275.183 |
| Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan (*) | - | - | - | 31.044 |
| Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*) (**) | - | - | 487.893.679 | 492.923.605 |
| Activos mantenidos hasta el vencimiento (*) | 27.195.496 | 38.301.763 | 39.673 | 26.340.396 |
| Instrumentos derivados de cobertura (*) | 1.172.125 | 1.414.588 | 978.556 | 7.229.290 |
| Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*) | 35.467.539 | 52.677.337 | - | - |
| Instrumentos derivados de no cobertura (*) | 4.427.286 | 7.061.715 | - | 22.002 |
| Total | 68.262.446 | 99.455.403 | 489.528.204 | 530.821.520 |

(*) ver nota 22.1.a

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

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

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

10. CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR.

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

| Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto | Saldo al | | | |
|---|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| | 31-12-2015 | | 31-12-2014 | |
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto | 1.389.215.812 | 398.695.864 | 1.844.027.889 | 291.641.675 |
| Cuentas comerciales por cobrar, bruto | 1.054.529.912 | 257.022.423 | 1.275.999.654 | 202.932.480 |
| Otras cuentas por cobrar, bruto (1) | 334.685.900 | 141.673.441 | 568.028.235 | 88.709.195 |

| Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto | Saldo al | | | |
|--|----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| | 31-12-2015 | | 31-12-2014 | |
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto | 1.088.131.567 | 398.695.864 | 1.681.686.903 | 291.641.675 |
| Cuentas comerciales por cobrar, neto | 754.571.268 | 257.022.423 | 1.120.897.826 | 202.932.480 |
| Otras cuentas por cobrar, neto (1) | 333.560.299 | 141.673.441 | 560.789.077 | 88.709.195 |

(1) Incluye principalmente al 31 de diciembre de 2015, cuentas por cobrar al personal por M\$ 14.081.204 (M\$ 31.042.105 al 31 diciembre de 2014); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M\$ -.- (M\$ 253.484.218 al 31 de diciembre de 2014); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M\$ 28.174.339 (M\$ -.- al 31 de diciembre de 2014) (ver nota 4.2),

Impuestos por recuperar (IVA) por M\$ 80.412.497 (M\$ 157.439.993 al 31 de diciembre de 2014); Cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma 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\$ 150.798.761 (M\$ 150.387.462 al 31 de diciembre de 2014), 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 diciembre de 2015 y 2014.

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

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

| Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas | Saldo al | |
|---|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
| | M\$ | M\$ |
| Con antigüedad menor de tres meses | 117.895.535 | 152.844.247 |
| Con antigüedad entre tres y seis meses | 25.783.187 | 14.297.179 |
| Con antigüedad entre seis y doce meses | 28.220.570 | 63.606.398 |
| Con antigüedad mayor a doce meses | 7.034.592 | 51.972.887 |
| Total | 178.933.884 | 282.720.711 |

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

| Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro | Corriente y no corriente M\$ |
|--|------------------------------|
| Saldo al 1 de enero de 2014 | 156.868.268 |
| Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*) | 22.848.140 |
| Montos castigados | (19.013.041) |
| Diferencias de conversión de moneda extranjera | 1.637.619 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | 162.340.986 |
| Aumentos (disminuciones) del 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) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2015 | 301.084.245 |

(*) Ver nota 30 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\$ 39.779.710 durante el ejercicio 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.g.3 y 21.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL) : Ver anexo 7.
- Información complementaria de Cuentas Comerciales, ver anexo 7.1.

11. 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..

11.1 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 | |
| | | | | | | | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
| | | | | | | | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Extranjera | Enel Latinoamérica S.A | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 108.438 | - | - |
| Extranjera | Enel Latinoamérica S.A | España | Matriz Común | \$ Arg | Dividendos | Menos de 90 días | - | 15.713 | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Más de 90 días | 13.077 | 61.852 | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Más de 90 días | - | 28.628 | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | Euros | Otros servicios | Más de 90 días | 5.833 | - | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Electrica Panguipulli S.A. (*) | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | - | 273.705 | - | - |
| 96.880.800-1 | Empresa Electrica Puyehue S.A. (*) | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | - | 64 | - | - |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 30.373 | 26.514 | - | - |
| Extranjera | Endesa Operaciones y Servicios Comerciales | España | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 114.758 | 78.172 | - | - |
| Extranjera | SACME | Argentina | Asociada | \$ Arg | Otros servicios | Menos de 90 días | 42.003 | 47.811 | 355.485 | 486.605 |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 846.807 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 3.276 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 931.267 | - | - | - |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. (*) | Chile | Asociada | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | - | 1.477.177 | - | - |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. (*) | Chile | Asociada | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | - | 649.986 | - | - |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. (*) | Chile | Asociada | US\$ | Anticipo Compra de Gas | Menos de 90 días | - | 11.845.926 | - | - |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. (*) | Chile | Asociada | US\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 1.644.650 | - | - |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. (*) | Chile | Asociada | US\$ | Préstamos | Menos de 90 días | - | 549.359 | - | - |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | \$ Col | Venta de Energía | Menos de 90 días | 553.472 | 513.804 | - | - |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 216.682 | 130.431 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 36.067 | 36.067 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Derivados de commodities | Menos de 90 días | - | 99.662 | - | - |
| Extranjera | Enel Ingeniería e Ricerca | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 10.299 | - | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A. | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 3.256 | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente SA (*) | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | - | 21.647 | - | - |
| 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 | 145.858 | - | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 116.940 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Cristal Eolica | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 343 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Emiliana Eolica Sa | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 460 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Joana Eolica Sa | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 460 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Modelo I Eolica SA | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 538 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Modelo II Eolica SA | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 469 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Primavera Eolica | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 344 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power SAO Judas Eolica | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 341 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 263 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 429 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Real | Peajes | Menos de 90 días | 429 | - | - | - |
| Extranjera | Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L | Mexico | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 15.306 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Colombia | Colombia | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 978.185 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Participações Ltda | Brasil | Matriz Común | US\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 21.454 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Soluções Energéticas | Brasil | Matriz Común | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 54 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Maniçoba | Brasil | Matriz Común | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 626 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Esperança | Brasil | Matriz Común | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 585 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Damascena | Brasil | Matriz Común | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 624 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Italia Servizi SRL | Italia | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 207.814 | - | - | - |
| Total | | | | | | | 3.566.930 | 18.441.340 | 355.485 | 486.605 |

(*) Al 31 de diciembre de 2015, los saldos por cobrar han sido clasificadas en el estado de situación financiera consolidado como activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.

b) 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 | |
| | | | | | | | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
| | | | | | | | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Extranjera | Enel Latinoamérica S.A | España | Matriz Común | \$ Arg | Dividendos | Menos de 90 días | 59.416 | 77.779 | - | - |
| Extranjera | Enel Latinoamérica S.A | España | Matriz Común | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | 58.897.984 | 73.806.006 | - | - |
| Extranjera | Enel Latinoamérica S.A | España | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 40.920 | - | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*) | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | - | 1.708.804 | - | - |
| Extranjera | SACME | Argentina | Asociada | \$ Arg | Otros servicios | Menos de 90 días | 161.015 | 163.661 | - | - |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. (*) | Chile | Asociada | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 335.962 | - | - |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. (*) | Chile | Asociada | US\$ | Compra de Gas | Menos de 90 días | - | 19.808.375 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Compra combustible | Menos de 90 días | - | 2.881.032 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 28.617 | - | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Derivados de commodities | Menos de 90 días | - | 1.102.253 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | 29.658.243 | 37.165.229 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 302.025 | 25.746 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 296.242 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 414.397 | 305.654 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 384.082 | 41.136 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | Soles | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 9.900 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | \$ Arg | Otros servicios | Menos de 90 días | 173.687 | 68.371 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | US\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 767.673 | - | - |
| Extranjera | Enel Distribuzione | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 73.730 | - | - |
| Extranjera | Enel Distribuzione | Italia | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 194.151 | 415.824 | - | - |
| Extranjera | Enel Produzione | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 99.837 | - | - |
| Extranjera | Enel Produzione | Italia | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 184.373 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Ricerca | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 1.513.001 | 2.024.190 | - | - |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Ricerca | Italia | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 192.920 | 243.076 | - | - |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Ricerca | Italia | Matriz Común | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 553.346 | - | - |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*) | Chile | Negocio Conjunto | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 157.762 | - | - |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | \$ Col | Compra de Energía | Menos de 90 días | 1.121.851 | 1.029.940 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power España SL | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 23.982 | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 129.492 | - | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 74.089 | - | - | - |
| Extranjera | Parque Eólico Cristal | Brasil | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | - | 365.620 | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 12.027.207 | - | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 2.841.305 | - | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 9.039 | - | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 59.242 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Emiliana Eolica Sa | Brasil | Matriz Común | Real | Compra de Energía | Menos de 90 días | 152.859 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Joana Eolica Sa | Brasil | Matriz Común | Real | Compra de Energía | Menos de 90 días | 110.781 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Modelo I Eolica SA | Brasil | Matriz Común | Real | Compra de Energía | Menos de 90 días | 234.876 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Modelo II Eolica SA | Brasil | Matriz Común | Real | Compra de Energía | Menos de 90 días | 157.329 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Tacaicó | Brasil | Matriz Común | Real | Compra de Energía | Menos de 90 días | 72.411 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic | Brasil | Matriz Común | Real | Compra de Energía | Menos de 90 días | 183.859 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Real | Compra de Energía | Menos de 90 días | 195.699 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Italia Servizi SRL | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | - | - | - |
| Extranjera | Enel Italia Servizi SRL | Italia | Matriz Común | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 82.220 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Desenvolvimento Ltda. | Brasil | Matriz Común | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | 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 | 64.546 | - | - | - |
| Total | | | | | | | 109.897.508 | 143.680.622 | - | - |

(*) Al 31 de diciembre de 2015, los saldos por pagar han sido clasificadas en el estado de situación financiera consolidado como activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios.

c) **Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:**

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

| R.U.T. | Sociedad | País de origen | Naturaleza de la relación | Descripción de la transacción | 31-12-2015 Totales M\$ | 31-12-2014 Totales M\$ | 31-12-2013 Totales M\$ |
|--------------|--|----------------|---------------------------|-----------------------------------|------------------------------|------------------------------|------------------------------|
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 275.290 | 55.980 | 99.854 |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | Venta de Gas | 14.604.841 | - | 21.397.171 |
| Extranjera | Enel Latinoamérica S.A | España | Matriz Común | Intereses deuda financiera | - | - | (1.654.945) |
| Extranjera | Enel Latinoamérica S.A | España | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (107.759) | (35.921) | (314.422) |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | Consumo de Combustible | (15.030.911) | (30.318.202) | (47.540.061) |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (120.896) | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | - | 17.157 | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | Derivados de commodities | (2.144.063) | (2.521.138) | - |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. (*) | Chile | Asociada | Consumo de Gas | (123.964.573) | (114.115.041) | (60.095.868) |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. (*) | Chile | Asociada | Transporte de Gas | (52.195.582) | (39.638.398) | (34.796.720) |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. (*) | Chile | Asociada | Otras prestaciones de servicios | 54.377 | 56.042 | 769.402 |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. (*) | Chile | Asociada | Otros Ingresos financieros | 81.749 | 58.169 | 40.124 |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. (*) | Chile | Asociada | Venta de Energía | 3.260.734 | 2.671.120 | 2.808.698 |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. (*) | Chile | Asociada | Peajes de Electricidad | 151.088 | 47.263 | - |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. (*) | Chile | Asociada | Otras prestaciones de servicios | 650.390 | 956.854 | 835.543 |
| Extranjera | SACME | Argentina | Asociada | Servicios externalizados | (1.969.563) | (1.407.349) | (1.317.402) |
| 96.880.800-1 | Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | - | (3.805) | (109.699) |
| 96.880.800-1 | Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Peajes de Electricidad | - | (12.399) | - |
| 96.880.800-1 | Empresa Eléctrica Puyehue S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | - | 34.253 | 227.765 |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (10.600.564) | (10.113.496) | (6.118.816) |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Peajes de Electricidad | (292.198) | (260.495) | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | 392.312 | 197.812 | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 266.833 | 942.615 | 356.056 |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | Otros gastos fijos de explotación | (1.175.297) | (2.860.930) | (2.010.629) |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L | España | Matriz | Otros ingresos de explotación | 3.481 | - | - |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. (*) | Chile | Asociada | Peajes de Gas | (3.296.956) | (3.409.581) | (2.734.877) |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. (*) | Chile | Asociada | Consumo de Combustible | (952.044) | (434.289) | (428.555) |
| Extranjera | Endesa Operaciones y Servicios | España | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 172.728 | 163.226 | 134.775 |
| Extranjera | PH Chucas Costa Rica | Costa Rica | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | 1.188.544 | - | 236.173 |
| Extranjera | Enel Ingeniería e Ricerca | Italia | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | 35.773 | 33.970 | 32.569 |
| Extranjera | Enel Ingeniería e Ricerca | Italia | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (2.241.294) | (708.903) | (1.196.294) |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Venta de Energía | 4.263.174 | 3.250.149 | 9.146.049 |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Otros ingresos de explotación | - | - | 186.496 |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Otras prestaciones de servicios | 2.951.317 | 3.142.758 | 2.624.191 |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Otros Ingresos financieros | - | - | 868.710 |
| Extranjera | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Colombia | Negocio Conjunto | Peajes de Electricidad | (1.725.582) | (1.731.368) | (1.367.029) |
| 76.652.400-1 | Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*) | Chile | Negocio Conjunto | Otros Ingresos financieros | - | 23.891 | 46.444 |
| 76.652.400-1 | Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*) | Chile | Negocio Conjunto | Otras prestaciones de servicios | (9.322) | - | 10.281 |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*) | Chile | Negocio Conjunto | Compras de Energía | - | (3.322.616) | (9.295.172) |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*) | Chile | Negocio Conjunto | Transporte de Gas | - | (7.764.442) | (20.937.075) |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*) | Chile | Negocio Conjunto | Venta de Energía | - | 1.858.318 | 95.845 |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*) | Chile | Negocio Conjunto | Otros Ingresos financieros | - | 229.609 | 489.864 |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*) | Chile | Negocio Conjunto | Otros gastos fijos de explotación | - | (5.487) | (219.671) |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*) | Chile | Negocio Conjunto | Peajes de Electricidad | (1.473.974) | (1.378.743) | (1.243.417) |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 38.266 | 57.623 | - |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (174.638) | - | - |
| Extranjera | Compañía Energetica Veracruz S.A.C. | Perú | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | - | 3.022 | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A | Italia | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | - | 3.222 | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A | Italia | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (216.437) | - | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A | Italia | Matriz Común | Derivados de commodities | (833.366) | - | - |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa (*) | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (3.264.764) | - | - |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa (*) | Chile | Matriz Común | Peajes de Electricidad | (153.929) | - | - |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa (*) | Chile | Matriz Común | Otras prestaciones de servicios | 109.891 | - | - |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa (*) | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 87.062 | - | - |
| 76.052.206-6 | Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (14.929.463) | - | - |
| 76.052.206-6 | Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 670.035 | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Otros gastos fijos de explotación | (13.567.378) | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Otros gastos fijos de explotación | (72.057) | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Otros ingresos de explotación | 124.626 | - | - |
| Extranjera | Enel Italia | Italia | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (168.463) | - | - |
| 76.179.024-2 | Parque Eólico Tal Tal S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (26.456.188) | - | - |
| 76.179.024-2 | Parque Eólico Tal Tal S.A. (*) | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 217.448 | - | - |
| Extranjera | Quatara Energía S.A. | Brasil | Matriz Común | Compras de Energía | (65.275) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Cristal Eólica | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 5.404 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power SAO Judas Eólica | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 5.380 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Primavera Eólica | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 5.330 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Emiliana Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Compra de Energía | (1.982.654) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Emiliana Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 7.802 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Joana Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Compra de Energía | (1.463.855) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Joana Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 7.208 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Compra de Energía | (2.397.927) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 3.523 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic | Brasil | Matriz Común | Compra de Energía | (2.313.314) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 3.461 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Compra de Energía | (910.249) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 2.124 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Modelo I Eólica SA | Brasil | Matriz Común | Compra de Energía | (2.978.980) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Modelo I Eólica SA | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 7.114 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Modelo II Eólica SA | Brasil | Matriz Común | Compra de Energía | (1.997.894) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Modelo II Eólica SA | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 6.218 | - | - |
| Extranjera | Enel Produzione | Italia | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (403.404) | - | - |
| Extranjera | Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L | México | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 16.312 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Italia | Italia | Matriz Común | Otros gastos fijos de explotación | (68.787) | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Damascena S.A. | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 2.723 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Esperança S.A. | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 2.545 | - | - |
| Extranjera | Enel Green Power Maniçoba S.A. | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 2.723 | - | - |
| Extranjera | Enel Solucoes Energeticas Ltda | Brasil | Matriz Común | Otras Prestaciones de Servicios | 2.98 | - | - |
| Extranjera | Yacyflec | Argentina | Asociada | Otras Prestaciones de Servicios | 12.886 | - | - |
| Extranjera | Yacyflec | Argentina | Asociada | Otras Prestaciones de Servicios | (122.237) | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente SA (*) | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 153.158 | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente SA (*) | Chile | Matriz Común | Compra de Energía | (505.404) | (5.141.912) | (1.148.277) |
| Total | | | | | (262.484.943) | (211.381.462) | (152.123.118) |

(1) Ver notas 2.4.1, 6 y 14.

(*) Al 31 de diciembre 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.

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

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis 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 diciembre de 2015, 2014 y 2013:

| RUT | Nombre | Cargo | 31-12-2015 | | | |
|--------------|-----------------------------------|----------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------------|
| | | | Periodo de desempeño M\$ | Directorio de Enersis M\$ | Directorio de Filiales M\$ | Comité de Directores M\$ |
| Extranjero | Francisco de Borja Acha Besga (1) | Presidente | junio - diciembre 2015 | - | - | - |
| 5.710.967-K | Pablo Yrarrázaval Valdés (1) | Presidente | ejercicio 2014 | 20.184 | - | - |
| 6.243.657-3 | Jorge Rosenblut Ratinoff (1) | Presidente | enero - junio 2015 | 77.861 | - | - |
| Extranjero | Francesco Starace (2) | Vicepresidente | junio - diciembre 2015 | - | - | - |
| Extranjero | Borja Prado Eulate | Vicepresidente | enero - abril 2015 | 45.292 | - | - |
| 7.052.890-8 | Carolina Schmidt Zaldivar (3) | Director | enero - junio 2015 | 33.532 | - | 8.745 |
| 4.975.992-4 | Herman Chadwick Piñera (3) | Director | junio - diciembre 2015 | 53.679 | - | 21.428 |
| 6.429.250-1 | Rafael Fernández Morandé | Director | enero - diciembre 2015 | 97.303 | - | 36.914 |
| 4.132.185-7 | Hernán Somerville Senn | Director | enero - diciembre 2015 | 95.613 | - | 36.914 |
| Extranjero | Andrea Brentan | Director | enero - abril 2015 | 22.743 | - | - |
| 5.719.922-9 | Leonidas Vial Echeverría (3) | Director | ejercicio 2014 | 14.785 | - | - |
| Extranjero | Alberto de Paoli (4) | Director | enero - diciembre 2015 | - | - | - |
| Extranjero | Francesca Di Carlo (5) | Director | abril - diciembre 2015 | - | - | - |
| TOTAL | | | | 460.992 | - | 104.001 |

| RUT | Nombre | Cargo | 31-12-2014 | | | |
|--------------|---------------------------|----------------|----------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------------|
| | | | Periodo de desempeño M\$ | Directorio de Enersis M\$ | Directorio de Filiales M\$ | Comité de Directores M\$ |
| 5.710.967-K | Pablo Yrarrázaval Valdés | Presidente | enero - octubre 2014 | 98.698 | - | - |
| 6.243.657-3 | Jorge Rosenblut Ratinoff | Presidente | noviembre - diciembre 2014 | 25.414 | - | - |
| Extranjero | Borja Prado Eulate | Vicepresidente | enero - diciembre 2014 | 86.425 | - | - |
| 7.052.890-8 | Carolina Schmidt Zaldivar | Director | noviembre - diciembre 2014 | 13.038 | - | 3.192 |
| 5.719.922-9 | Leonidas Vial Echeverría | Director | enero - octubre 2014 | 47.758 | - | 14.236 |
| 6.429.250-1 | Rafael Fernández Morandé | Director | enero - diciembre 2014 | 60.779 | - | 18.731 |
| 4.132.185-7 | Hernán Somerville Senn | Director | enero - diciembre 2014 | 62.387 | - | 18.731 |
| Extranjero | Andrea Brentan | Director | enero - diciembre 2014 | 19.738 | - | - |
| TOTAL | | | | 414.237 | - | 54.890 |

| RUT | Nombre | Cargo | 31-12-2013 | | | |
|--------------|--------------------------|----------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------------|
| | | | Periodo de desempeño M\$ | Directorio de Enersis M\$ | Directorio de Filiales M\$ | Comité de Directores M\$ |
| 5.710.967-K | Pablo Yrarrázaval Valdés | Presidente | enero - diciembre 2013 | 110.323 | - | - |
| Extranjero | Borja Prado Eulate | Vicepresidente | abril - septiembre 2013 | 52.523 | - | - |
| 48.070.966-7 | Rafael Miranda Robredo | Director | enero - diciembre 2013 | 18.639 | - | - |
| 5.719.922-9 | Leonidas Vial Echeverría | Director | enero - diciembre 2013 | 50.598 | - | 15.859 |
| 6.429.250-1 | Rafael Fernández Morandé | Director | enero - diciembre 2013 | 55.162 | - | 16.691 |
| 4.132.185-7 | Hernán Somerville Senn | Director | enero - diciembre 2013 | 53.638 | - | 16.276 |
| 5.715.860-3 | Eugenio Tironi Barrios | Director | enero - abril 2013 | 20.146 | - | - |
| TOTAL | | | | 361.029 | - | 48.826 |

(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.

11.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

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

(1) El Sr. Luca D'Agnese asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luigi Ferraris, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis 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 Giogianni asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Relaciones Institucionales.

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

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enersis 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 | | |
|---|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Remuneración | 3.308.345 | 3.028.193 | 2.522.068 |
| Beneficios a corto plazo para los empleados | 352.329 | 830.052 | 514.139 |
| Otros beneficios a largo plazo | 449.243 | 562.074 | 612.627 |
| Total | 4.109.917 | 4.420.319 | 3.648.834 |

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.

11.4 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.

12. INVENTARIOS.

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

| Clases de Inventarios | Saldo al | |
|-------------------------------------|-------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Mercaderías | 872.084 | 1.270.326 |
| Suministros para la producción | 16.060.887 | 43.547.980 |
| Gas | - | 1.407.285 |
| Petróleo | 13.602.708 | 20.642.086 |
| Carbón | 2.458.179 | 21.498.609 |
| Otros inventarios (*) | 78.124.926 | 88.701.848 |
| Total | 95.057.897 | 133.520.154 |
| Detalle de otros inventarios | | |
| (*) Otros inventarios | 78.124.926 | 88.701.848 |
| Repuestos | 22.871.137 | 71.641.346 |
| Materiales eléctricos | 55.253.789 | 17.060.502 |

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2015 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 585.616.918, del cual M\$ 258.113.922 corresponde a Operaciones Continuas. (M\$ 511.014.654 y M\$ 386.116.195 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 205.534.394 y M\$ 174.504.021 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente). Ver nota 28.

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

13. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

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

| Activos por impuestos | Saldo al | |
|---|-------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Pagos provisionales mensuales | 45.274.710 | 59.831.897 |
| Crédito por utilidades absorbidas | 47.244 | 20.104.186 |
| Créditos por gastos de capacitación | 80.000 | 301.800 |
| Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit) | - | 28.047.776 |
| Otros | 2.052.634 | 2.286.863 |
| Total | 47.454.588 | 110.572.522 |

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

| Pasivos por Impuestos | Saldo al | |
|-----------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Impuesto a la renta | 142.607.960 | 115.472.313 |
| Total | 142.607.960 | 115.472.313 |

14. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

14.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

| RUT | Movimientos en Inversiones en Asociadas | Relación | País de origen | Moneda funcional | Porcentaje de participación | Saldo al 01/01/2015 M\$ | Adiciones | Participación en Ganancia (Pérdida) M\$ (3) | Dividendos declarados M\$ | Diferencia de conversión M\$ | Otro resultado Integral M\$ | Otros incrementos (decrementos) M\$ | Saldo al 31/12/2015 M\$ | Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$ | Saldo al 31/12/2015 |
|----------------|--|------------------|----------------|----------------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--|----------------------------|---|---------------------|
| 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. (4) | 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. (4) | 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. (4) | 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. (4) | 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. (4) | Negocio Conjunto | Chile | Peso chileno | 50,00% | 6.426.004 | - | 1.168.149 | - | - | - | - | 7.594.153 | (7.594.153) | - |
| TOTALES | | | | | | 73.633.610 | 2.582.763 | 12.238.016 | (9.999.106) | (1.226.044) | (552.420) | - | 76.676.819 | (45.716.374) | 30.960.445 |

| RUT | Movimientos en Inversiones en Asociadas | Relación | País de origen | Moneda funcional | Porcentaje de participación | Saldo al 01/01/2014 M\$ | Adiciones | Participación en Ganancia (Pérdida) M\$ (3) | Dividendos declarados M\$ | Diferencia de conversión M\$ | Otro resultado Integral M\$ | Otros incrementos (decrementos) M\$ | Saldo al 31/12/2014 M\$ | Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$ | Saldo al 31/12/2014 |
|----------------|--|------------------|----------------|----------------------|-----------------------------|----------------------------|------------------|--|------------------------------|---------------------------------|--------------------------------|--|----------------------------|---|---------------------|
| Extranjera | Yacylec S.A. | Asociada | Argentina | Peso argentino | 22,22% | 550.047 | - | (35.735) | - | (61.297) | - | - | 453.015 | - | 453.015 |
| Extranjera | Sacme S.A. | Asociada | Argentina | Peso argentino | 50,00% | 21.641 | - | 34.719 | - | (36.703) | - | - | 19.657 | - | 19.657 |
| Extranjera | Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. | Negocio Conjunto | Colombia | Peso Colombiano | 49,00% | 33.083.016 | - | 2.561.039 | - | (2.293.359) | - | (555.081) | 32.795.615 | - | 32.795.615 |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Asociada | Chile | Dólar estadounidense | 42,50% | 9.682.324 | - | 4.566.154 | (4.239.280) | 847.016 | 31.475 | (110.030) | 10.777.659 | - | 10.777.659 |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Asociada | Chile | Dólar estadounidense | 20,00% | 4.797.508 | - | 5.808.748 | (6.897.599) | 311.747 | 13.445.396 | (2.266.865) | 15.198.935 | - | 15.198.935 |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. | Asociada | Chile | Dólar estadounidense | 33,33% | 559.615 | - | 1.099.143 | - | 159.410 | - | - | 1.818.168 | - | 1.818.168 |
| 76.652.400-1 | Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2) | Negocio Conjunto | Chile | Peso chileno | 51,00% | 69.684.864 | 3.315.000 | (69.525.874) | - | - | - | 2.670.567 | 6.144.557 | - | 6.144.557 |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | Negocio Conjunto | Chile | Peso chileno | 50,00% | 6.073.897 | - | 585.051 | - | - | - | (232.944) | 6.426.004 | - | 6.426.004 |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Negocio Conjunto | Chile | Dólar estadounidense | 50,00% | 123.627.968 | - | 3.053.468 | - | 8.919.246 | - | (135.600.682) | - | - | - |
| TOTALES | | | | | | 248.080.880 | 3.315.000 | (51.853.287) | (11.136.879) | 7.846.060 | 13.476.871 | (136.095.035) | 73.633.610 | - | 73.633.810 |

- (1) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (Ver notas 2.4.1 y 6).
- (2) La pérdida reconocida durante 2014, incluye una provisión por deterioro por M\$ 69.066.857 como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de esta inversión. (Ver nota 36.5).
- (3) La participación en ganancia (pérdida) correspondiente a las Operaciones Continuas es M\$ 3.332.971 al 31 de diciembre de 2015 y M\$ 2.560.023 al 31 de diciembre de 2014.
- (4) 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 diciembre de 2015 y 2014 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

| 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) |

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

(*) 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 diciembre de 2015 y 2014 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

| % Participación | Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*) | | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*) | | Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. | |
|---|---|----------------------|---|------------------|--|------------------|
| | 51,0% | 51,0% | 50,0% | 50,0% | 48,997% | 48,997% |
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Total de Activos corrientes | 502.938 | 485.966 | 5.336.516 | 4.426.445 | 14.988.328 | 13.918.600 |
| Total de Activos no corrientes | 15.159.321 | 15.026.706 | 12.148.544 | 11.420.593 | 127.123.136 | 140.233.080 |
| Total de Pasivos corrientes | 3.290.947 | 3.419.214 | 466.485 | 1.159.095 | 16.616.178 | 16.252.424 |
| Total de Pasivos no corrientes | 56.685 | 45.348 | 1.830.272 | 1.835.937 | 55.374.521 | 60.107.487 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 428.440 | 319.670 | 4.884.645 | 3.930.814 | 2.789.518 | 3.750.964 |
| Otros pasivos financieros corrientes | - | - | - | - | 1.081.545 | 116.008 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | - | - | - | - | 23.230.972 | 22.738.158 |
| Ingresos de actividades ordinarias | - | - | 2.852.803 | 2.672.950 | 86.666.633 | 89.367.706 |
| Gasto por depreciación y amortización | - | (52.978) | (748.171) | (738.927) | (8.773.063) | (7.400.833) |
| Pérdidas por deterioro de valor | - | (131.894.113) | - | - | - | - |
| Ingresos procedentes de intereses | 20.009 | 479.518 | 1.678.801 | 88.597 | 633.204 | 642.775 |
| Gastos por intereses | - | - | - | - | (3.100.381) | (3.017.696) |
| Gasto por impuestos a las ganancias | (8.586) | - | (679.715) | (205.839) | (5.237.742) | (4.702.120) |
| Ganancia (pérdida) | (4.733.482) | (136.325.281) | 2.336.297 | 1.170.102 | 1.926.420 | 6.820.089 |
| Otro resultado integral | - | - | - | - | (8.273.502) | (4.680.617) |
| Resultado integral | (4.733.482) | (136.325.281) | 2.336.297 | 1.170.102 | (6.347.082) | 2.139.472 |

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

Ver anexo 3

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

15. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

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

| Activos intangibles | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|---|--------------------|----------------------|
| Activos Intangibles netos | 981.399.272 | 1.168.212.056 |
| Servidumbre y Derechos de Agua | 27.572.798 | 44.841.692 |
| Concesiones Neto (1) (*) | 905.374.088 | 1.055.986.162 |
| Costos de Desarrollo | 17.805.648 | 14.833.312 |
| Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos | 2.431.516 | 2.206.341 |
| Programas Informáticos | 28.105.416 | 49.549.321 |
| Otros Activos Intangibles Identificables | 109.806 | 795.228 |

| Activos intangibles | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|---|----------------------|----------------------|
| Activos Intangibles bruto | 1.943.902.048 | 2.376.332.904 |
| Servidumbre y Derechos de Agua | 36.770.284 | 54.963.685 |
| Concesiones | 1.788.421.395 | 2.135.095.221 |
| Costos de Desarrollo | 26.126.552 | 24.281.499 |
| Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos | 11.285.432 | 11.465.938 |
| Programas Informáticos | 79.169.384 | 140.953.212 |
| Otros Activos Intangibles Identificables | 2.129.001 | 9.573.349 |

| Activos intangibles | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|---|----------------------|------------------------|
| Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor | (962.502.776) | (1.208.120.848) |
| Activos Intangibles Identificables | (962.502.776) | (1.208.120.848) |
| Servidumbre y Derechos de Agua | (9.197.486) | (10.121.993) |
| Concesiones | (883.047.307) | (1.079.109.059) |
| Costos de Desarrollo | (8.320.904) | (9.448.187) |
| Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos | (8.853.916) | (9.259.597) |
| Programas Informáticos | (51.063.968) | (91.403.891) |
| Otros Activos Intangibles Identificables | (2.019.195) | (8.778.121) |

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

| Empresa titular de la concesión | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|---|--------------------|----------------------|
| Ampla Energia e Serviços S.A. (Distribución) | 543.414.668 | 637.287.020 |
| Companhia Energetica do Ceara S.A. (Distribución) | 361.959.420 | 418.699.142 |
| TOTAL | 905.374.088 | 1.055.986.162 |

(*) Ver nota 3d.1)

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

Año 2015

| Movimientos en Activos Intangibles | Costos de Desarrollo | Servidumbres | Concesiones | Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos | Programas Informáticos | Otros Activos Intangibles Identificables, Neto | Activos Intangibles, Neto |
|--|----------------------|---------------------|----------------------|---|------------------------|--|---------------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Saldo Inicial al 01/01/2015 | 14.833.312 | 44.841.692 | 1.055.986.162 | 2.206.341 | 49.549.321 | 795.228 | 1.168.212.056 |
| Movimientos en activos intangibles identificables | | | | | | | |
| Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios | 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 (2) | - | - | - | - | - | - | - |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios | (1.090.419) | 556.721 | (62.920.004) | 101.292 | (264.122) | (201.424) | (63.817.956) |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias | 38.538 | 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) |
| Disposiciones y retiros de servicio | (949.049) | (80.001) | (6.787.470) | - | (53.972) | - | (7.870.492) |
| Disposiciones | - | - | - | - | - | - | - |
| Retiros de servicio | (949.049) | (80.001) | (6.787.470) | - | (53.972) | - | (7.870.492) |
| Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (3) | - | (14.575.471) | - | - | (27.824.094) | (479.761) | (42.879.326) |
| Total movimientos en activos intangibles identificables | 2.972.336 | (17.268.894) | (150.612.074) | 225.175 | (21.443.905) | (685.422) | (186.812.784) |
| Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2015 | 17.805.648 | 27.572.798 | 905.374.088 | 2.431.516 | 28.105.416 | 109.806 | 981.399.272 |

Año 2014

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

(1) (2) Ver nota 30.

(3) Ver nota 5.1.a) y 5.2.

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

Las adiciones de activos intangibles relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M\$ 246.286.301 durante 2015. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionadas con las Operaciones Continuas ascendió a M\$ 74.944.152, M\$ 106.274.341 y M\$ 90.481.347 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. (ver Nota 5.1).

Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M\$ 10.165.042, M\$ 12.046.728 y M\$ 13.877.942, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuas.

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

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

16. PLUSVALÍA.

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

| Compañía | Unidad Generadora de Efectivo | Saldo Inicial 01/01/2014 M\$ | Incremento/ (Decremento) | Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$ | Saldo Final 31/12/2014 M\$ | Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$ | Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M\$ (2) | Saldo Final 31/12/2015 M\$ |
|---|---|------------------------------------|-----------------------------|--|----------------------------------|--|---|----------------------------------|
| Ampla Energia e Serviços S.A. | Ampla Energia e Serviços S.A. | 189.172.295 | - | 5.474.748 | 194.647.043 | (42.267.975) | - | 152.379.068 |
| Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | 2.240.478 | - | - | 2.240.478 | - | (2.240.478) | - |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | 11.786.531 | - | (740.800) | 11.045.731 | (1.357.767) | - | 9.687.964 |
| Hidroeléctrica el Chocón S.A. | Hidroeléctrica el Chocón S.A. | 8.565.202 | - | (942.764) | 7.622.438 | (1.799.525) | - | 5.822.913 |
| Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (3)(*) | Generación Chile - Sing | 4.656.105 | - | - | 4.656.105 | - | (4.656.105) | - |
| Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. | Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. | 43.385.791 | - | 3.495.841 | 46.881.632 | 1.249.194 | - | 48.130.826 |
| Cachoeira Dourada S.A. | Cachoeira Dourada S.A. | 69.364.835 | - | 2.007.456 | 71.372.291 | (15.498.627) | - | 55.873.664 |
| Edegel S.A.A. | Edegel S.A.A. | 81.661.135 | - | 6.579.904 | 88.241.039 | 2.351.245 | - | 90.592.284 |
| Emgesa S.A. E.S.P. | Emgesa S.A. E.S.P. | 5.213.757 | - | (327.692) | 4.886.065 | (600.606) | - | 4.285.459 |
| Chilectra S.A. (*) | Chilectra S.A. | 128.374.362 | - | - | 128.374.362 | - | (128.374.362) | - |
| Empresa Nacional de Electricidad S.A. (*) | Generación Chile - Sic | 731.782.459 | - | - | 731.782.459 | - | (731.782.459) | - |
| Inversiones Distrilima S.A. | Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. | 12.904 | - | 1.040 | 13.944 | 372 | - | 14.316 |
| Enel Brasil S.A. | Enel Brasil S.A. | 880.679 | - | 25.487 | 906.166 | (196.776) | - | 709.390 |
| Compañía Energética Do Ceará S.A. | Compañía Energética Do Ceará S.A. | 95.223.795 | - | 2.755.828 | 97.979.623 | (21.276.460) | - | 76.703.163 |
| Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (*) | Inversiones Gasatagama Holding | - | 18.737.737 | 1.466.514 | 20.204.251 | - | (20.204.251) | - |
| Total | | 1.372.320.328 | 18.737.737 | 19.795.562 | 1.410.853.627 | (79.396.925) | (887.257.655) | 444.199.047 |

(*) 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 diciembre de 2015 (ver nota 3 e).

- (1) Ver nota 2.4.1 y 6.
(2) Ver nota 5.1.a)
(3) Ver nota 17.f) iii)

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 de Energía) 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).

17. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

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

| Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
|--|----------------------|----------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 5.003.566.633 | 8.234.215.719 |
| Construcción en Curso | 607.250.238 | 1.735.117.241 |
| Terrenos | 100.503.005 | 106.233.186 |
| Edificios | 71.001.964 | 81.981.704 |
| Planta y Equipo | 4.055.483.055 | 6.097.991.766 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 75.919.162 | 96.320.714 |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros | 93.409.209 | 116.571.108 |

| Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
|--|----------------------|-----------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 8.112.003.524 | 14.301.161.988 |
| Construcción en Curso | 607.250.238 | 1.735.117.241 |
| Terrenos | 100.503.005 | 106.233.186 |
| Edificios | 124.231.301 | 154.431.222 |
| Planta y Equipo | 6.986.028.809 | 11.912.075.769 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 174.119.689 | 248.884.529 |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros | 119.870.482 | 144.420.041 |

| Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
|---|------------------------|------------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo | (3.108.436.891) | (6.066.946.269) |
| Edificios | (53.229.337) | (72.449.518) |
| Planta y Equipo | (2.930.545.754) | (5.814.084.003) |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | (98.200.527) | (152.563.815) |
| Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros | (26.461.273) | (27.848.933) |

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

| Movimientos año 2015 | Construcción en Curso | Terrenos | Edificios, Neto | Planta y Equipos, Neto | Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto | Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto | Propiedades, Planta y Equipo, Neto |
|--|------------------------|--------------------|---------------------|------------------------|--|--|------------------------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Saldo inicial al 1 de enero de 2015 | 1.735.117.241 | 106.233.186 | 81.981.704 | 6.097.991.766 | 96.320.714 | 116.571.108 | 8.234.215.719 |
| Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios | 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 (2) | - | - | (4.818.708) | (364.968.158) | (16.893.517) | (6.749.401) | (393.429.784) |
| Reversión de pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo | (2.522.445) | - | - | 12.655.608 | - | - | 10.133.163 |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios | (1.412.625.340) | 21.088.932 | 19.204.944 | 1.367.821.944 | 35.491.552 | 278.467 | 31.260.499 |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias | (1.412.281.354) | 11.060.086 | 14.938.905 | 1.377.186.537 | 12.022.038 | (2.926.212) | - |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso | (1.412.281.354) | 11.060.086 | 14.938.905 | 1.377.186.537 | 12.022.038 | (2.926.212) | - |
| Incrementos (disminuciones) por otros cambios | (343.986) | 10.028.846 | 4.266.039 | (9.364.593) | 23.469.514 | 3.204.679 | 31.260.499 |
| Disponiciones y retiros de servicio | (3.410.468) | (713.987) | (679) | (1.235.840) | (278.404) | (11.051) | (5.650.429) |
| Disponiciones | - | - | - | - | - | - | - |
| Retiros | (3.410.468) | (713.987) | (679) | (1.235.840) | (278.404) | (11.051) | (5.650.429) |
| Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (3) | (621.206.652) | (66.913.150) | (13.607.492) | (2.668.969.079) | (38.253.976) | (20.217.448) | (3.429.167.797) |
| Total movimientos | (1.127.867.003) | (5.730.181) | (10.979.740) | (2.042.508.711) | (20.401.552) | (23.161.899) | (3.230.649.086) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2015 | 607.250.238 | 100.503.005 | 71.001.964 | 4.055.483.055 | 75.919.162 | 93.409.209 | 5.003.566.633 |

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

- (1) Ver nota 2.4.1 y 6.
- (2) Ver nota 30.
- (3) 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\$ 1.131.848.067 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 1.053.081.596 al 31 de diciembre 2014). En el negocio de generación destacan las inversiones en la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), que implica adiciones a diciembre 2015 por M\$ 287.285.701 (M\$ 175.419.903 al 31 de diciembre 2014) y mayores mantenciones a centrales por M\$ 255.844.322 (M\$ 282.263.008 al 31 de diciembre de 2014), mientras que en los negocios de distribución de las grandes inversiones son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M\$ 437.227.477 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014).

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 relacionadas con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 245.598.045, M\$ 244.468.409 y M\$ 225.484.794 por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente. (ver Nota 5.1).

b) Costos capitalizados

b.1) gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 75.229.894, M\$ 56.918.667 y M\$ 30.325.539 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 73.008.564, M\$ 55.101.384 y M\$ 29.326.555 corresponden a Operaciones Continuadas, respectivamente

(ver Nota 33). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre 9,0% y un 10,8% al 31 de diciembre de 2015 (7,5% y 10,8% al 31 de diciembre de 2014).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 77.940.280, M\$ 65.229.258 y M\$ 48.087.586 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, respectivamente, de los cuales M\$ 56.936.227, M\$ 43.723.690 y M\$ 33.256.528 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2015 las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 113.626.656, del cual M\$ 93.409.209 son Operaciones Continuas, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (M\$ 116.571.108 al 31 de diciembre de 2014).

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

| | 31-12-2015 | | | 31-12-2014 | | |
|---------------------------|-------------------|------------------|-----------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|
| | Bruto M\$ | Interés M\$ | Valor Presente M\$ | Bruto M\$ | Interés M\$ | Valor Presente M\$ |
| Menor a un año | 23.011.723 | 3.343.287 | 19.668.436 | 19.830.764 | 1.707.340 | 18.123.424 |
| Entre un año y cinco años | 44.954.548 | 5.582.380 | 39.372.168 | 78.271.598 | 11.421.552 | 66.850.046 |
| Más de cinco años | 19.822.444 | 524.712 | 19.297.732 | 17.270.183 | 459.055 | 16.811.128 |
| Total | 87.788.715 | 9.450.379 | 78.338.336 | 115.372.545 | 13.587.947 | 101.784.598 |

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 diciembre de 2015. Asimismo, la empresa cuenta con un contrato, suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1.75%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M\$ 33.533.825 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 35.641.611 al 31 de diciembre de 2014).

Los activos en Leasing de las operaciones discontinuadas, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la Empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%. El importe en libros de estos activos en leasing alcanzan a M\$ 20.217.448 al 31 de diciembre de 2015 (M\$ 21.071.706 al 31 de diciembre de 2014).

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 incluyen M\$ 15.872.516 M\$ 21.087.207 y M\$ 18.878.285, respectivamente; de los cuales M\$ 12.449.187, M\$ 14.352.431 y M\$ 10.835.191 corresponden a Operaciones Continuas, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

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

| | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
|---------------------------|-------------------|-------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Menor a un año | 15.050.043 | 13.540.619 |
| Entre un año y cinco años | 21.988.822 | 34.389.527 |
| Más de cinco años | 8.565.963 | 46.504.376 |
| Total | 45.604.828 | 94.434.522 |

e) Otras informaciones relativas a Operaciones Continuas

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2015 compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por monto de M\$ 462.845.826, del cual M\$ 164.998.373 corresponden a Operaciones Continuas (M\$ 468.173.548 al 31 de diciembre de 2014).

ii) Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M\$ 13.903.028 y M\$ 21.952.283, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuas. (ver Nota 36).

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

iv) 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 diciembre de 2015 el monto registrado es por M\$ 49.848.116 (ver nota 3.e).

v) En el mes de noviembre del año 2010, la Compañía 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 diciembre de 2015 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, la Compañía 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 al 31 de diciembre de 2015 este hito no ha finalizado, se genera un atraso de 77 días y un posible descuento al contratista tasado en M\$ Col 83.849.329. (M\$ 18.906.813).

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, la compañía 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 8.455.079 (M\$ 1.906.498).

Por su parte, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante la Compañía ocho reclamaciones por M\$ Col 147.685.420 (M\$ 33.300.929). 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. La Compañía 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.

Adicionalmente, el contratista presentó notificaciones de ordenes de cambio (NOC) por valor de M\$ Col 28.522.475 (M\$ 6.431.406). Del análisis preliminar de las mismas, la Compañía registró en los estados financieros un valor de M\$ Col 8.425.765 (M\$ 1.899.888). El monto diferencial, corresponde a costos que no están bajo la responsabilidad de la Compañía por valor de M\$ Col 11.945.357 (M\$ 2.693.505), 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) Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s." ("SES"); (v) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada"; (todos colectivamente denominados "el Consorcio").

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Durante el ejercicio 2012, se cobraron boletas por un monto total de US\$ 93.992.554, El cobro de estas Boletas de Garantías redujo la capitalización de los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional una solicitud de arbitraje en contra del Consorcio, con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas, al amparo del contrato de construcción señalado. Con fecha 29 de diciembre de 2014, el Directorio de Endesa Chile aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que pone término al arbitraje y que otorga un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014 Endesa Chile incurrió en costos adicionales por US\$125 millones (aprox. M\$75.843.750), los cuales fueron reconocidos como parte del costo de adquisición de propiedades planta y equipos. Finalmente el pago de estos costos se concretó con fecha 6 de abril de 2015.

iii) 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.e).

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

v) 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 un 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.

vi) 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.

18. PROPIEDAD DE INVERSIÓN.

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante los ejercicios 2015 y 2014 han sido los siguientes:

| | Propiedades de Inversión, Bruto | Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro | Propiedades de Inversión, Neto |
|--|---------------------------------|--|--------------------------------|
| Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo | M\$ | M\$ | M\$ |
| Saldo inicial al 1 de enero de 2014 | 47.047.605 | (2.170.556) | 44.877.049 |
| Adiciones | 1.463.242 | - | 1.463.242 |
| Venta de Terrenos | (1.806.675) | - | (1.806.675) |
| Desapropiaciones relacionada con la venta de subsidiaria (1) | (36.040.698) | - | (36.040.698) |
| Gasto por depreciación | - | (30.483) | (30.483) |
| Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados | - | 52.127 | 52.127 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | 10.663.474 | (2.148.912) | 8.514.562 |
| Desapropiaciones | (1.724.811) | 1.387.042 | (337.769) |
| Gasto por depreciación | - | (25.806) | (25.806) |
| Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados | - | - | - |
| Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios | (8.938.663) | 787.676 | (8.150.987) |
| Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2015 | - | - | - |

(1) Ver nota 2.4.1.

(2) Ver nota 5.1.a)

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el ejercicio 2015 y 2014 ascendió a M\$ 1.800.933 y M\$ 9.363.249, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2015 ascendió a M\$ 11.113.107. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Al 31 de diciembre de 2015, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

| | Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando: | | |
|--------------------------|--|----------------|----------------|
| | Nivel 1 M\$ | Nivel 2 M\$ | Nivel 3 M\$ |
| Propiedades de Inversión | - | 11.113.107 | - |

Ver Nota 3.h.

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión, clasificados como operaciones discontinuadas es el siguiente:

| Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión | Saldo al | | |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión | 163.660 | 263.643 | 341.494 |
| Ingresos derivados de plusvalías en la venta provenientes de las propiedades de inversión | 1.800.933 | 9.363.249 | 16.510.931 |
| Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos | (163.767) | (328.590) | (192.963) |
| Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos | (337.770) | (1.806.675) | (4.315.400) |
| Total (*) | 1.463.056 | 7.491.627 | 12.344.062 |

(*) Ver nota 5.1.c)

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

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

19. IMPUESTOS DIFERIDOS.

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

| Impuestos diferidos de Activos | Impuestos diferidos de Activos relativos a | | | | | | | Impuestos Diferidos de Activos |
|---|--|---------------------------|-------------------|---|---|-------------------|------------------|--------------------------------|
| | Depreciaciones Acumuladas | Amortizaciones Acumuladas | Provisiones | Obligaciones por beneficios post-empleo | Revaluaciones de instrumentos financieros | Pérdidas fiscales | Otros | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2015 | 63.763.279 | 1.506.979 | 86.266.322 | 3.103.317 | 21.132.561 | 4.851.839 | 13.013.577 | 193.637.874 |
| Movimientos | | | | | | | | |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | (1.969.882) | (620.212) | 25.701.841 | 33.790.833 | (4.316.990) | 7.868.629 | (42.100.049) | 18.354.170 |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales | - | - | - | 6.338.161 | 806.915 | - | - | 7.145.076 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | (7.116.721) | (1.860.738) | (5.404.662) | (9.206.928) | (339.940) | - | (863.778) | (24.792.767) |
| Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (2) | (4.982.473) | - | (2.687.490) | (422.929) | - | (12.720.468) | (1.503.949) | (22.317.309) |
| Otros incrementos (decrementos) | (24.516.409) | 6.607.405 | (76.462.306) | 401.995 | (1.547.792) | - | 32.815.086 | (62.702.021) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2015 | 25.177.794 | 5.633.434 | 27.413.705 | 34.004.449 | 15.734.754 | - | 1.360.887 | 109.325.023 |

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

| Impuestos diferidos de Pasivos | Impuestos diferidos de Pasivos relativos a | | | | | | | Impuestos Diferidos de Pasivos |
|---|--|---------------------------|---------------|--------------------------------|---|---|-------------------|--------------------------------|
| | Depreciaciones Acumuladas | Amortizaciones Acumuladas | Provisiones | Contratos de moneda extranjera | Obligaciones por beneficios post-empleo | Revaluaciones de instrumentos financieros | Otros | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2015 | 427.881.352 | - | 41.553 | - | 16.499 | 163.063 | 50.259.017 | 478.361.484 |
| Movimientos | | | | | | | | |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | 26.238.797 | (712.025) | 13.122.113 | - | 488.257 | - | 37.625.257 | 76.762.399 |
| Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales | - | - | - | - | (64.398) | 147.605 | (200.133) | (116.926) |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | 4.395.448 | - | (1) | - | 65.061 | 5.424 | (18.128.150) | (13.662.218) |
| Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenedos para distribuir a los propietarios (2) | (233.948.342) | - | (285.255) | - | (679) | - | (792.049) | (235.026.325) |
| Otros incrementos (decrementos) | (53.222.278) | 712.025 | (12.861.646) | - | (504.503) | (66.322) | (8.471.075) | (74.413.799) |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2015 | 171.344.977 | - | 16.764 | - | 237 | 249.770 | 60.292.867 | 231.904.615 |

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

(1) Ver nota 2.4.1 y 6.

(2) Ver nota 5.1.a).

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 diciembre de 2015, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 20.342.024 (M\$ 42.776.327 al 31 de diciembre de 2014) Ver nota 3.p.

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enersis Américas, no ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 1.840.354.456, de los cuales M\$ 982.946.588 corresponden a operaciones continuas (M\$ 1.922.581.276 al 31 de diciembre de 2014). Por otra

parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos en relación con las diferencias temporarias deducibles relativas a 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 diciembre de 2015 dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$ 3.138.611.507, de los cuales M\$ 2.698.896.553 corresponden a operaciones continuas (M\$ 3.451.816.581 al 31 diciembre de 2014).

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M\$ 57.311.886, monto que en su totalidad corresponde a operaciones continuas (M\$ 79.702.961 al 31 de diciembre de 2014). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

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

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

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

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios de la controladora como a las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2015 y 2014:

| Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales | 31 de diciembre de 2015 | | | 31 de diciembre de 2014 | | |
|--|----------------------------|--|------------------------------|----------------------------|--|------------------------------|
| | Importe antes de Impuestos | Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias | Importe después de Impuestos | Importe antes de Impuestos | Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias | Importe después de Impuestos |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Activos Financieros Disponibles para la Venta | (442.864) | (291) | (443.155) | 1.849 | (1.462) | 387 |
| Cobertura de Flujo de Caja | (138.241.392) | 36.399.000 | (101.842.392) | (145.892.370) | 35.887.996 | (110.004.374) |
| Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación | (552.420) | - | (552.420) | 13.476.871 | - | 13.476.871 |
| Ajustes por conversión | (644.537.672) | - | (644.537.672) | 4.370.648 | - | 4.370.648 |
| Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos | (19.027.368) | 6.018.363 | (13.009.005) | (36.681.734) | 12.694.514 | (23.987.220) |
| Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio | (802.801.716) | 42.417.072 | (760.384.644) | (164.724.736) | 48.581.048 | (116.143.688) |

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

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

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

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

el cargo neto registrado en el Patrimonio de Enersis Américas ascendió a M\$ 62.035.245, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 38.284.524.

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

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

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

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

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

Las filiales peruanas producto de este decremento en las tasas, reconocieron al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 24.818.773.

20. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

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

| Otros pasivos financieros | 31 de diciembre de 2015 | | 31 de diciembre de 2014 | |
|---|-------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Préstamos que devengan intereses | 617.276.453 | 1.846.995.721 | 418.266.381 | 3.167.948.954 |
| Instrumentos derivados de cobertura (*) | 69.545.029 | 300.871 | 995.059 | 114.861.592 |
| Instrumentos derivados de no cobertura (**) | 1.052.026 | - | 2.544.239 | 6.286.982 |
| | 687.873.508 | 1.847.296.592 | 421.805.679 | 3.289.097.528 |

(*) ver nota 22.2.a

(**) ver nota 22.2.b

20.1 Préstamos que devengan intereses.

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

| Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses | 31 de diciembre de 2015 | | 31 de diciembre de 2014 | |
|---|-------------------------|----------------------|-------------------------|----------------------|
| | Corriente | No corriente | Corriente | No corriente |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Préstamos bancarios | 188.121.545 | 232.626.020 | 42.325.846 | 247.216.989 |
| Obligaciones con el público no garantizadas | 356.221.587 | 1.391.715.407 | 308.925.119 | 2.565.417.993 |
| Arrendamiento financiero | 19.668.436 | 58.669.900 | 18.123.424 | 83.661.174 |
| Otros préstamos | 53.264.885 | 163.984.394 | 48.891.992 | 271.652.798 |
| Total | 617.276.453 | 1.846.995.721 | 418.266.381 | 3.167.948.954 |

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

-Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal | Garantía | Corriente | | | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 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 |
| Total | | | | 87.930.880 | 100.190.665 | 188.121.545 | 66.175.988 | 72.335.811 | 30.466.963 | - | 63.647.258 | 232.626.020 |

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

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 423.123.934 (M\$ 378.488.796 al 31 de diciembre de 2014). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.h).

20.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

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

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

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

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

20.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2015 asciende a M\$ 1.768.663.119 (M\$ 3.207.640.549 al 31 de diciembre de 2014). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 h)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 g.4).

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

| Rut Empresa Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Rut Entidad Acreedora | Nombre del Acreedor | País Entidad Acreedora | Tipo de Moneda | Tasa de Interés Efectiva | Tasa de Interés nominal | Garantía | 31 de diciembre de 2015 | | | | | | | | | | 31 de diciembre de 2014 | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------------|----------------------|-----------------------|--|------------------------|----------------|--------------------------|-------------------------|----------|-------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------|--------------------|-------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|-------------|-------------|------------|-------------|-------------|
| | | | | | | | | | | Corriente M\$ | | | | | No Corriente M\$ | | | | | Corriente M\$ | | | | | No Corriente M\$ | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | Menos de 90 días | más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | Menos de 90 días | más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | | | | | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 5,13% | 5,06% | No | 229.897 | - | 229.897 | - | - | - | - | - | - | - | 223.930 | - | 223.930 | - | - | - | - | - | - | - | 10.148.198 | 10.148.198 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 6,75% | 6,64% | No | 248.093 | - | 248.093 | - | - | 10.418.604 | - | 10.418.604 | - | - | 241.654 | - | 241.654 | - | - | - | - | - | - | - | 10.148.198 | 10.148.198 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 7,28% | 7,15% | No | 190.009 | - | 190.009 | - | - | - | 7.397.209 | - | 7.397.209 | - | 185.078 | - | 185.078 | - | - | - | - | - | - | - | 7.205.221 | 7.205.221 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 6,50% | 6,40% | No | - | 75.245 | - | - | - | - | - | 10.418.604 | - | - | - | 73.293 | - | 73.293 | - | - | - | - | - | - | 10.148.198 | 10.148.198 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 7,38% | 7,24% | No | - | 102.450 | - | - | - | - | - | 12.502.325 | - | 12.502.325 | - | 99.791 | - | 99.791 | - | - | - | - | - | - | 12.177.838 | 12.177.838 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 6,78% | 6,67% | No | - | 310.080 | - | - | - | - | - | 20.837.209 | - | 20.837.209 | - | 306.923 | - | 306.923 | - | - | - | - | - | - | 20.296.397 | 20.296.397 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 6,34% | 6,25% | No | - | 39.656 | - | - | - | - | - | 12.502.325 | - | 12.502.325 | - | 38.627 | - | 38.627 | - | - | - | - | - | - | 12.177.838 | 12.177.838 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 5,84% | 5,76% | No | - | 60.884 | - | - | - | - | - | 20.837.209 | - | 20.837.209 | - | 59.304 | - | 59.304 | - | - | - | - | - | - | 20.296.397 | 20.296.397 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 6,34% | 6,25% | No | 304.643 | - | 304.643 | - | - | - | - | - | - | - | 16.669.767 | - | 16.669.767 | - | - | - | - | - | - | - | 16.237.116 | 16.237.116 | |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 4,81% | 4,76% | No | 139.221 | - | 139.221 | 10.210.232 | - | - | - | - | - | - | 10.210.232 | - | 135.607 | - | - | - | - | - | - | - | - | 9.945.234 | 9.945.234 |
| Extranjero | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Rimac Internacional | Perú | Soles | 6,13% | 6,03% | No | 406.991 | - | 406.991 | - | - | - | - | 14.586.046 | - | 14.586.046 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos A-10 | Colombia | \$ Col | 8,87% | 8,59% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 54.029.298 | - | 54.029.298 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos A102 | Colombia | \$ Col | 8,87% | 8,59% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 10.288.151 | - | 10.288.151 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos 809-09 | Colombia | \$ Col | 12,67% | 12,11% | No | 1.472.677 | - | 1.472.677 | - | - | - | - | 48.781.185 | - | 48.781.185 | - | 1.307.418 | - | 1.307.418 | - | - | - | - | - | - | - | - | 55.611.108 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos B10 | Colombia | \$ Col | 12,54% | 11,99% | No | 599.598 | - | 599.598 | - | - | - | - | 35.783.303 | - | 35.783.303 | - | 530.887 | - | 530.887 | - | - | - | - | - | - | - | - | 40.793.373 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos B-103 | Colombia | \$ Col | 11,87% | 11,87% | No | 3.893.386 | - | 3.893.386 | 38.005.507 | - | - | - | - | - | - | - | 3.805.507 | - | 3.805.507 | - | - | - | - | - | - | - | - | 38.005.507 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos B12 | Colombia | \$ Col | 12,88% | 12,30% | No | 614.301 | - | 614.301 | - | - | - | - | - | - | - | - | 20.026.666 | - | 20.026.666 | - | - | - | - | - | - | - | - | 22.830.628 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos B15 | Colombia | \$ Col | 12,87% | 12,29% | No | 213.136 | - | 213.136 | - | - | - | - | 12.407.680 | - | 12.407.680 | - | 190.004 | - | 190.004 | - | - | - | - | - | - | - | - | 14.144.897 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos B6-13 | Colombia | \$ Col | 10,91% | 10,49% | No | 66.722 | - | 66.722 | - | - | - | - | 11.047.324 | - | 11.047.324 | - | 56.716 | - | 56.716 | - | - | - | - | - | - | - | - | 12.593.838 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos B6-14 | Colombia | \$ Col | 10,93% | 9,67% | No | 299.818 | - | 299.818 | - | - | - | - | 24.573.172 | - | 24.573.172 | - | 247.702 | - | 247.702 | - | - | - | - | - | - | - | - | 28.012.654 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos exterior | Colombia | \$ Col | 10,17% | 10,17% | No | 13.745.374 | - | 13.745.374 | - | - | - | - | 19.368.586 | - | 19.368.586 | - | 2.180.810 | - | 2.180.810 | - | - | - | - | - | - | - | - | 22.942.859 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos quimbo | Colombia | \$ Col | 10,17% | 10,17% | No | 1.912.740 | - | 1.912.740 | - | - | - | - | 144.605.973 | - | 144.605.973 | - | 15.671.786 | - | 15.671.786 | - | - | - | - | - | - | - | - | 163.885.784 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos Quimbo B10 | Colombia | \$ Col | 10,13% | 9,77% | No | 341.157 | - | 341.157 | - | - | - | - | 67.020.604 | - | 67.020.604 | - | 282.892 | - | 282.892 | - | - | - | - | - | - | - | - | 76.406.981 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos Quimbo B10-14 | Colombia | \$ Col | 10,46% | 10,08% | No | 529.437 | - | 529.437 | - | - | - | - | 41.638.617 | - | 41.638.617 | - | 443.930 | - | 443.930 | - | - | - | - | - | - | - | - | 47.472.761 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos Quimbo B12-13 | Colombia | \$ Col | 11,71% | 11,23% | No | 524.321 | - | 524.321 | - | - | - | - | 81.102.939 | - | 81.102.939 | - | 455.387 | - | 455.387 | - | - | - | - | - | - | - | - | 92.464.960 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos Quimbo B15 | Colombia | \$ Col | 10,26% | 9,89% | No | 230.201 | - | 230.201 | - | - | - | - | 44.675.420 | - | 44.675.420 | - | 191.716 | - | 191.716 | - | - | - | - | - | - | - | - | 50.934.262 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos Quimbo B16-14 | Colombia | \$ Col | 10,81% | 10,39% | No | 475.939 | - | 475.939 | - | - | - | - | 36.297.343 | - | 36.297.343 | - | 403.310 | - | 403.310 | - | - | - | - | - | - | - | - | 41.380.613 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos Quimbo B6-13 | Colombia | \$ Col | 10,91% | 10,49% | No | 205.848 | - | 205.848 | - | - | - | - | 34.082.658 | - | 34.082.658 | - | 174.976 | - | 174.976 | - | - | - | - | - | - | - | - | 38.854.059 |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Bonos Quimbo B6-14 | Colombia | \$ Col | 10,93% | 9,67% | No | 357.246 | - | 357.246 | - | - | - | - | 29.279.709 | - | 29.279.709 | - | 295.149 | - | 295.149 | - | - | - | - | - | - | - | - | 33.378.162 |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | Extranjero | 97.004.000-5 Banco Santander - 522 Serie-M | Chile | U.F. | 4,82% | 4,75% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 508.451 | - | 508.451 | - | - | - | - | - | - | - | - | 22.388.273 | |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | Extranjero | 97.004.000-5 Banco Santander - 317 Serie-H | Chile | U.F. | 7,17% | 6,20% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 6.054.055 | - | 6.054.055 | 5.122.437 | 5.122.437 | 5.122.437 | 5.122.437 | 5.122.437 | 5.122.437 | 5.122.437 | 42.939.415 | 62.439.523 | |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | Extranjero | BNY Mellon - 144 - A | E.E.U.U. | US\$ | 8,83% | 8,63% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.361.016 | - | 4.361.016 | - | - | - | - | - | - | - | - | 42.930.409 | |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-2 | E.E.U.U. | US\$ | 7,40% | 7,33% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.310.741 | - | 1.310.741 | - | - | - | - | - | - | - | - | 18.905.448 | |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-3 | E.E.U.U. | US\$ | 8,26% | 8,13% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 830.186 | - | 830.186 | - | - | - | - | - | - | - | - | 234.941.377 | |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Unica 24296 | E.E.U.U. | US\$ | 4,32% | 4,25% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.177.558 | - | 2.177.558 | - | - | - | - | - | - | - | - | 123.713.346 | |
| 91.081.000-€ | Endesa Chile S.A. | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-1 | E.E.U.U. | US\$ | 7,96% | 7,88% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.098.882 | - | 4.098.882 | - | - | - | - | - | - | - | - | 9.689.970 | |
| 94.271.00-3 | Enersis S.A. | Chile | Extranjero | Bonos UF 269 | Chile | U.F. | 7,02% | 5,75% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 934.411 | - | 934.411 | 153.936.502 | 153.936.502 | 153.936.502 | 153.936.502 | 153.936.502 | 153.936.502 | 23.735.425 | | |
| 94.271.00-3 | Enersis S.A. | Chile | Extranjero | Yankee bonos 2016 | E.E.U.U. | US\$ | 7,76% | 7,40% | No | 3.417.313 | - | 3.417.313 | 3.546.564 | 3.750.488 | 3.966.142 | 4.194.193 | 6.097.254 | - | 21.554.641 | - | 1.523.693 | - | 1.592.377 | - | 3.116.070 | - | 3.222.604 | - | 3.407.908 | - | 3.603.860 | 3.811.083 |
| 94.271.00-3 | Enersis S.A. | Chile | Extranjero | Yankee bonos 2026 | E.E.U.U. | US\$ | 7,76% | 6,60% | No | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 609.317 | - | 609.317 | - | - | - | - | - | - | - | - | 520.592 | |
| Totales Bonos No Garantizados | | | | | | | | | | 73.032.549 | 283.189.038 | 356.221.587 | 237.428.066 | 197.181.217 | 176.261.853 | 92.247.184 | 688.597.087 | 1.391.715.407 | 116.915.693 | 192.009.426 | 308.925.119 | 309.011.927 | 276.500.977 | 230.670.044 | | | | | | | | |

20.4 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2015, M\$ 933.447.012 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar, de los cuales M\$ 119.366.828 corresponden a Operaciones Continuas (M\$ 761.130.114 al 31 de diciembre de 2014) (véase Nota 3.n).

El movimiento al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

| | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2013 |
|---|--------------------|---------------------|------------------|
| Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto | (38.783.599) | 2.415.439 | 37.372.801 |
| Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto | (44.992.798) | (31.401.584) | (24.792.601) |
| Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto | 3.172.291 | (10.086.797) | (10.087.806) |
| Diferencias de conversión | (81.479) | 289.343 | (76.955) |
| Traspaso a activos para su disposición mantenidos para distribuir a los propietarios | 74.953.393 | - | - |
| Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto | (5.732.192) | (38.783.599) | 2.415.439 |

20.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2015 el Grupo Enersis Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$ 34.332.376 (M\$ 173.337.192 al 31 de diciembre de 2014).

21. POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

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

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

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

21.1 Riesgo de tasa de interés.

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 58% al 31 de diciembre de 2015.

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

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

Posición neta:

| | 31-12-2015 % | 31-12-2014 % |
|--------------------------|-----------------|-----------------|
| Tasa de interés fijo | 58% | 72% |
| Tasa de interés variable | 42% | 28% |
| Total | 100% | 100% |

21.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

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

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

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

21.3 Riesgo de commodities.

El Grupo Enersis 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, y en el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, determinando polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta 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 diciembre de 2015 no habían operaciones de cobertura. Al 31 de Diciembre de 2014 no habían operaciones de cobertura.

21.4 Riesgo de liquidez.

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 19, 21 y anexo 5).

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. Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis Américas tenía una liquidez de M\$ 1.571.759.564 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 173.337.192 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.5 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 grado de inversión.

21.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enersis Americas 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\$ \$ 84.347.418.-

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

22. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

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

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

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

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

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

| | 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 | - |
| Total Corriente | 1.052.026 | 2.064.582.807 | 69.545.029 |
| Préstamos que devengan interés | - | 1.846.995.721 | - |
| Instrumentos derivados | - | - | 300.871 |
| Otros pasivos de carácter financiero | - | 244.079.004 | - |
| Total No Corriente | - | 2.091.074.725 | 300.871 |
| Total | 1.052.026 | 4.155.657.532 | 69.845.900 |

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

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

| | 31 de diciembre de 2015 | | | | 31 de diciembre de 2014 | | | |
|-------------------------------|-------------------------|------------------|-------------------|------------------|-------------------------|------------------|----------------|--------------------|
| | Activo | | Pasivo | | Activo | | Pasivo | |
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Cobertura de tipo de interés: | 908.115 | 978.556 | 11.177 | 300.871 | 193.246 | 3.533.655 | 14.637 | 582.788 |
| Cobertura flujos de caja | 908.115 | 978.556 | 11.177 | 300.871 | 193.246 | 3.533.655 | 14.637 | 582.788 |
| Cobertura de tipo de cambio: | 264.010 | - | 69.533.852 | - | 1.221.342 | 3.695.636 | 980.421 | 114.278.805 |
| Cobertura de flujos de caja | 264.010 | - | 69.533.852 | - | 1.221.342 | 3.695.636 | 980.421 | 114.278.805 |
| TOTAL | 1.172.125 | 978.556 | 69.545.029 | 300.871 | 1.414.588 | 7.229.291 | 995.058 | 114.861.593 |

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

| Detalle de Instrumentos de Cobertura | Descripción de Instrumento de Cobertura | Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre | Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2015 | Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2014 |
|--------------------------------------|---|---|--|--|
| SWAP | Tasa de Interés | Préstamos Bancarios | 1.574.623 | 3.129.476 |
| SWAP | Tipo de cambio | Obligaciones No Garantizadas (Bonos) | (69.269.842) | (110.342.248) |

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

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

| | 31 de diciembre de 2015 | | 31 de diciembre de 2014 | | 31 de diciembre de 2013 | |
|----------------------|-------------------------|----------|-------------------------|------------------|-------------------------|------------------|
| | Ingresos | Gastos | Ingresos | Gastos | Ingresos | Gastos |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Instrumento derivado | - | - | 610.861 | - | 697.443 | - |
| Partida subyacente | - | - | - | 1.090.341 | - | 1.556.853 |
| TOTAL | - | - | 610.861 | 1.090.341 | 697.443 | 1.556.853 |

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

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

| | 31 de diciembre de 2015 | | | | 31 de diciembre de 2014 | | | |
|--|-------------------------|-----------|--------------|--------------|-------------------------|-----------|--------------|--------------|
| | Activo | Pasivo | Activo | Pasivo | Activo | Pasivo | Activo | Pasivo |
| | Corriente | Corriente | No Corriente | No Corriente | Corriente | Corriente | No Corriente | No Corriente |
| Instrumentos derivados de no cobertura | 4.427.286 | 1.052.026 | - | - | 7.061.715 | 2.544.239 | 22.002 | 6.286.982 |

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

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

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

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

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

22.3 Jerarquías del valor razonable.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | Corrientes | | No corrientes | |
|--|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Acreedores comerciales | 459.144.350 | 822.851.379 | 2.247.156 | 7.147.088 |
| Otras cuentas por pagar | 993.679.857 | 1.466.025.571 | 281.297.098 | 152.238.433 |
| Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.452.824.207 | 2.288.876.950 | 283.544.254 | 159.385.521 |

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

| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | Corrientes | | No corrientes | |
|--|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | Uno a cinco años | |
| | | | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Proveedores por compra de energía (1) | 420.027.375 | 762.931.782 | 2.247.156 | 7.147.088 |
| Proveedores por compra de combustibles y gas | 39.116.975 | 59.919.597 | - | - |
| Cuentas por pagar bienes y servicios | 570.627.472 | 792.235.405 | 208.653.963 | 111.531.445 |
| Dividendos por pagar a participaciones no controladoras | 106.531.865 | 327.360.126 | - | - |
| Multas y reclamaciones (2) | 94.165.502 | 98.470.156 | - | - |
| Obligaciones investigación y desarrollo | 12.867.918 | 18.071.828 | 17.940.704 | 24.157.710 |
| Impuestos o Tributos distintos a la Renta | 41.337.748 | 66.919.568 | 2.648.714 | 7.304.354 |
| IVA Debito Fiscal | 43.676.292 | 30.612.286 | 39.465.249 | - |
| Contrato Mitsubishi (LTSA) | 15.390.966 | 34.214.611 | - | - |
| Obligaciones programas sociales | 18.768.357 | 12.869.529 | - | - |
| Intereses por pagar con acreedores comerciales | 66.768.001 | 44.497.783 | - | - |
| Otras cuentas por pagar | 23.545.736 | 40.774.279 | 12.588.468 | 9.244.924 |
| Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 1.452.824.207 | 2.288.876.950 | 283.544.254 | 159.385.521 |

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

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

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

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2015 y 2014 se expone en anexo 8.

24. PROVISIONES.

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

| Provisiones | Corrientes | | No corrientes | |
|---|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Por reclamaciones legales | 42.090.525 | 58.620.425 | 144.855.586 | 165.347.715 |
| Por desmantelamiento o restauración (1) | 750.345 | 568.465 | 6.328.957 | 31.647.729 |
| Provisión Medio Ambiente | 73.381.544 | 9.675.454 | 31.880.082 | 248.397 |
| Otras provisiones | 11.076.762 | 21.358.340 | 783.659 | - |
| Total | 127.299.176 | 90.222.684 | 183.848.284 | 197.243.841 |

ii) Ver nota 3a

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

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

| Provisiones | Por Reclamaciones Legales | Por Desmantelamiento o Restauración | Por Medio Ambiente y Otras Provisiones (3) | Total |
|--|---------------------------|-------------------------------------|--|--------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Movimientos en Provisiones | | | | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2015 | 223.968.140 | 32.216.194 | 31.282.191 | 287.466.525 |
| Provisiones Adicionales | - | - | - | - |
| 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 (2) | (14.829.363) | (51.085.541) | (6.530.431) | (72.445.335) |
| Otro Incremento (Decremento) | (18.686.196) | - | (440.299) | (19.126.495) |
| Total Movimientos en Provisiones | (37.022.029) | (25.136.892) | 85.839.856 | 23.680.935 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2015 | 186.946.111 | 7.079.302 | 117.122.047 | 311.147.460 |
| Movimientos en Provisiones | | | | |
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2014 | 221.031.705 | 24.109.594 | 36.135.417 | 281.276.716 |
| Provisiones Adicionales | - | 6.857.384 | - | 6.857.384 |
| Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes | 46.561.327 | 15.850 | 25.802.254 | 72.379.431 |
| Provisión Utilizada | (41.501.294) | - | (9.941.920) | (51.443.214) |
| Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo | 13.396.466 | 1.135.525 | 33.735.093 | 48.267.084 |
| Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera | 2.742.310 | 97.841 | (8.494.789) | (5.654.638) |
| Otro Incremento (Decremento) | (18.262.374) | - | (45.953.864) | (64.216.238) |
| Total Movimientos en Provisiones | 2.936.435 | 8.106.600 | (4.853.226) | 6.189.809 |
| Saldo Final al 31 de diciembre de 2014 | 223.968.140 | 32.216.194 | 31.282.191 | 287.466.525 |

(2) Ver nota 5.1.a)

(3) Corresponde principalmente a provisiones por pasivos medio ambientales relacionadas con el proyecto El Quimbo en Colombia (400 MW) por MCh\$103.841.534.

25. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

25.1 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. m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de prestación definida:

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

b) Otros Beneficios

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

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

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

c) Beneficios de aportación definida:

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

25.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

| | Saldo al | |
|---|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| Obligaciones post empleo | 187.270.474 | 269.930.412 |
| Total Pasivo | 187.270.474 | 269.930.412 |
| Total Obligaciones Post Empleo, neto | 187.270.474 | 269.930.412 |

Conciliación con cuentas contables:

| | Saldo al | |
|---|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
| | M\$ | M\$ |
| Obligaciones post empleo | 428.066.630 | 588.148.279 |
| (-) Plan de activos (*) | (284.231.299) | (368.008.708) |
| Total | 143.835.331 | 220.139.571 |
| Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**) | 22.057.178 | 33.710.733 |
| Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***) | 21.377.965 | 16.080.108 |
| Total Obligaciones Post Empleo, neto | 187.270.474 | 269.930.412 |

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

(**) En Coelce, actualmente ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M\$ 22.057.178 al 31 de diciembre de 2015 (M\$33.710.733 a diciembre de 2014), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, la plusvalía sólo puede ser utilizada por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador. Para Coelce, esta proporción es inferior al 5% al 31 de diciembre de 2015.

(***) En Ampla, y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se ha registrado un monto de M\$ 21.377.965 al 31 de diciembre de 2015 (M\$16.080.108 a diciembre de 2014) correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa firmó con Brasileiros (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 diciembre de 2015 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2012 M\$ | 31-12-2011 M\$ |
|---|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Pasivo Actuarial | 428.066.630 | 588.148.279 | 521.850.486 | 628.823.491 | 592.212.012 |
| Activos Afectos | (284.231.299) | (368.008.708) | (322.830.274) | (393.880.165) | (366.137.888) |
| Diferencia | 143.835.331 | 220.139.571 | 199.020.212 | 234.943.326 | 226.074.124 |
| Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan | 22.057.178 | 33.710.733 | 39.494.779 | 21.218.042 | 43.278.951 |
| Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) | 21.377.965 | 16.080.108 | - | - | - |
| Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial | 187.270.474 | 269.930.412 | 238.514.991 | 256.161.368 | 269.353.075 |

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

| Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|-------------------|
| Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas | 7.092.780 | 4.513.850 | 4.462.712 |
| Costo por intereses de plan de prestaciones definidas | 56.568.888 | 59.981.707 | 54.773.138 |
| Ingresos por intereses activos del plan | (38.428.236) | (42.145.223) | (37.219.214) |
| Costos de Servicios Pasados | (523) | 667.153 | - |
| Costo por intereses de los elementos de techo de activo | 3.619.155 | 5.348.952 | 2.422.955 |
| Total gastos reconocidos en el estado de resultados | 28.852.064 | 28.366.439 | 24.439.591 |
| (Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos | 19.027.368 | 36.681.734 | (6.351.518) |
| Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales | 47.879.432 | 65.048.173 | 18.088.073 |

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

| Pasivo Actuarial Neto | M\$ |
|--|--------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2014 | 238.514.991 |
| Costo Neto por Intereses | 23.185.436 |
| Costos de los Servicios en el Período | 5.181.003 |
| Beneficios Pagados en el Período | (15.957.887) |
| Aportaciones del Período | (17.998.323) |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras | 26.435.894 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia | 22.302.042 |
| Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses | (13.293.908) |
| Cambios del Límite del Activo | (12.687.133) |
| Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) | 16.080.108 |
| Transferencias a Mantenedos para la Venta | (102.423) |
| Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos | 1.297.048 |
| Diferencias de Conversión | (3.026.436) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | 269.930.412 |
| Costo Neto por Intereses | 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 de 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) |
| Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2015 | 187.270.474 |

(*) Ver nota 5.1.a)

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

| Valor actuarial de las Obligaciones post empleo | M\$ |
|--|--------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2014 | 521.850.486 |
| Costo del servicio corriente | 4.513.850 |
| Costo por intereses | 59.981.707 |
| Aportaciones efectuadas por los participantes | 513.813 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras | 26.435.894 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia | 22.302.042 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | 2.634.240 |
| Contribuciones pagadas | (51.945.531) |
| Costo de servicio pasado | - |
| Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos | 667.153 |
| Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos | 1.297.048 |
| Transferencias del personal | (102.423) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | 588.148.279 |
| Costo del servicio corriente (*) | 7.092.780 |
| Costo por intereses (*) | 56.568.888 |
| Aportaciones efectuadas por los participantes | 453.243 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*) | (41.003.639) |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*) | 33.191.124 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | (108.872.703) |
| Contribuciones pagadas | (52.487.363) |
| Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos | (523) |
| Traspaso a pasivo mantenidos para distribuir a los propietarios | (55.023.456) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2015 | 428.066.630 |

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$9.609.364 (M\$7.571.331 al 31 de diciembre 2014). Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$19.459.863 (M\$21.046.393 al 31 de diciembre 2014). La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$13.381.836 (M\$23.988.874 al 31 de diciembre 2014).

Al 31 de diciembre de 2015, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,72% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (9,58% a 31 de diciembre de 2014), en un 80,5% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,97% a 31 de diciembre de 2014), en un 15,01% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (12,81% a 31 de diciembre 2014), en un 3,16% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (2,18% a 31 de diciembre de 2014) y el 0,61% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,46% al 31 de diciembre de 2014).

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

| Valor razonable del plan de activos | M\$ |
|--|----------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2014 | (322.830.274) |
| Ingresos por intereses | (42.145.223) |
| Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses | (13.293.908) |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | (7.214.811) |
| Aportaciones del empleador | (17.998.323) |
| Aportaciones pagadas | (513.813) |
| Contribuciones pagadas | 35.987.644 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | (368.008.708) |
| Ingresos por intereses | (38.428.236) |
| Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses | 25.577.816 |
| Diferencia de conversión de moneda extranjera | 79.545.346 |
| Aportaciones del empleador | (15.322.998) |
| Aportaciones pagadas | (453.243) |
| Contribuciones pagadas | 32.858.724 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2015 | (284.231.299) |

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

| Categoría de los Activos del Plan | 31-12-2015 | | 31-12-2014 | |
|-----------------------------------|--------------------|-------------|--------------------|-------------|
| | M\$ | % | M\$ | % |
| Acciones (renta variable) | 35.173.904 | 12% | 46.892.034 | 13% |
| Activos de renta fija | 210.347.356 | 74% | 270.067.933 | 73% |
| Inversiones inmobiliarias | 33.391.752 | 12% | 41.758.489 | 11% |
| Otros | 5.318.287 | 2% | 9.290.252 | 3% |
| Total | 284.231.299 | 100% | 368.008.708 | 100% |

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

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

| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|--------------|-------------------|-------------------|
| Acciones | 1 | 2 |
| Inmuebles | 16.535.844 | 24.699.453 |
| Total | 16.535.845 | 24.699.455 |

g) Conciliación Techo del activo:

| Conciliación Techo del Activo | | M\$ |
|--|--|-------------------|
| Saldo Inicial al 1 de enero de 2014 | | 39.494.779 |
| Intereses de Activo no reconocidos | | 5.348.952 |
| Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo | | (12.687.133) |
| Diferencias de Conversión | | 1.554.135 |
| Saldo al 31 de diciembre de 2014 | | 33.710.733 |
| Intereses de Activo no reconocidos | | 3.619.155 |
| Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo | | (8.365.724) |
| Diferencias de Conversión | | (6.906.986) |
| Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2015 | | 22.057.178 |

Otras revelaciones:

- Hipótesis actuariales:**

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

| | Chile | | Brasil | | Colombia | | Argentina | | Peru | |
|---|------------|------------|-----------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2015 | 31-12-2014 | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
| Tasas de descuento utilizadas | 5,00% | 4,60% | 14,02% - 14,21% | 12,52% | 7,25% | 7,04% | 5,50% | 5,50% | 7,60% | 6,35% |
| Tasa esperada de incrementos salariales | 4,00% | 4,00% | 9,69% | 9,18% | 4,20% | 4,00% | 0,00% | 0,00% | 3,00% | 3,00% |
| Tablas de mortalidad | RV -2009 | RV -2009 | AT 2000 | AT 2000 | RV 2008 | RV 2008 | RV 2004 | RV 2004 | RV 2009 | RV 2009 |

- Sensibilización:**

Al 31 de diciembre de 2015, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$ 32.618.877 (M\$ 46.833.941 al 31 de diciembre de 2014) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 38.040.654 (M\$ 56.665.239 al 31 de diciembre de 2014) 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 al 31 de diciembre de 2015 han ascendido a M\$ 4.799.333 (M\$ 4.700.327 al 31 de diciembre de 2014). 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 asciende a M\$ 29.571.693.

- 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 | 40.598.743 |
| 2 | 35.861.547 |
| 3 | 36.618.624 |
| 4 | 36.802.319 |
| 5 | 36.713.859 |
| más de 5 | 187.371.678 |

26. PATRIMONIO.

26.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

26.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

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

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

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

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

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

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

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

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

Al 31 de diciembre de 2015 y 2014, 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 según se señala más arriba, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (ver nota 26.5.c).

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis 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.

26.1.2 Dividendos

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

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

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

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

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

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

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 |

26.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión.

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 es el siguiente:

| Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
|--|----------------------|-------------------|---------------------|
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | (81.730.224) | (76.439.681) | (72.729.629) |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | 97.135.435 | 130.582.841 | 154.005.545 |
| Edelnor | 44.016.474 | 36.743.627 | 16.231.253 |
| Dock Sud | (6.090.959) | 3.671.460 | 1.498.217 |
| Enel Brasil S.A. | (518.430.268) | (164.554.392) | (234.432.842) |
| Central Costanera S.A. | 139.888 | 2.335.611 | 578.662 |
| Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | - | 11.500.876 | 5.020.651 |
| Emgesa S.A. E.S.P. | 9.032.752 | 46.718.154 | 76.006.120 |
| Hidroeléctrica El Chocon S.A. | (48.704.485) | (30.145.604) | (26.372.986) |
| Generandes Perú S.A. | 80.370.339 | 71.188.012 | 24.832.786 |
| Emp. Eléctrica de Piura | 8.753.615 | 7.321.905 | 3.379.674 |
| Otros | (4.580.660) | (3.767.935) | (4.039.467) |
| TOTAL | (420.088.093) | 35.154.874 | (56.022.016) |

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

26.3 Gestión del capital.

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

26.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 31 de diciembre de 2015, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Enel Brasil, Ampla, Coelce, Edelnor y Piura asciende a M\$ 1.855.727, M\$ 434.529.111, M\$ 52.144.627, M\$ 184.778.375 y M\$ 34.378.002, respectivamente, los cuales corresponden íntegramente a operaciones continuadas.

La participación de la compañía en los activos netos restringidos de su filial Endesa Chile asciende a M\$ 1.117.699.084, cuyo monto está relacionado en un 100% con activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios.

26.5 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

| | Saldo al 1 de enero de 2015 M\$ | Movimiento 2015 M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2015 M\$ |
|---|---------------------------------------|------------------------|--|
| Diferencias de cambio por conversión | 35.154.874 | (455.242.967) | (420.088.093) |
| Coberturas de flujo de caja | (69.404.677) | 60.563.975 | (8.840.702) |
| Activos financieros disponibles para la venta | 14.046 | (181.785) | (167.739) |
| Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios | - | (101.327.672) | (101.327.672) |
| Otras reservas varias | (2.619.970.627) | (8.565.391) | (2.628.536.018) |

| | Saldo al 1 de enero de 2014 M\$ | Movimiento 2014 M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$ |
|---|---------------------------------------|------------------------|--|
| Diferencias de cambio por conversión | (56.022.016) | 91.176.890 | 35.154.874 |
| Coberturas de flujo de caja | (3.086.726) | (66.317.951) | (69.404.677) |
| Activos financieros disponibles para la venta | 11.811 | 2.235 | 14.046 |
| Otras reservas varias | (2.414.023.486) | (205.947.141) | (2.619.970.627) |

| | Saldo al 1 de enero de 2013 M\$ | Movimiento 2013 M\$ | Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$ |
|---|---------------------------------------|------------------------|--|
| Diferencias de cambio por conversión | (40.720.059) | (15.301.957) | (56.022.016) |
| Coberturas de flujo de caja | 27.594.028 | (30.680.754) | (3.086.726) |
| Activos financieros disponibles para la venta | 13.647 | (1.836) | 11.811 |
| Otras reservas varias | (1.498.010.369) | (916.013.117) | (2.414.023.486) |

- a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.6.3) y
 - la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (nota 3.c.).
- b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.5. y 3.n).
- c) **Otras reservas varias.**

En el período 2015 no se han generado movimientos significativos.

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

El movimiento del ejercicio 2013 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes del proceso de aumento de capital de Enersis Américas (ver nota 26.1.1)

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

- 1) Cargo de M\$ 897.856.109, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 7).
- 2) Cargo de M\$ 18.581.809, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

| Descripción del Gasto (*) | Monto Bruto | Efecto Fiscal | Monto Neto |
|--|-------------------|--------------------|-------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Asesorías legales | 1.154.819 | (230.964) | 923.855 |
| Asesorías financiera y fees Colocación | 22.436.327 | (4.487.265) | 17.949.062 |
| Auditorías | 1.113.980 | (222.796) | 891.184 |
| Otros Gastos | 347.764 | (69.553) | 278.211 |
| Sub Total | 25.052.890 | (5.010.578) | 20.042.312 |
| Menos | | | |
| Sobre precio en colocacion de acciones | 1.460.503 | | 1.460.503 |
| Total | 23.592.387 | (5.010.578) | 18.581.809 |

(*) Ver nota 26.1.1. (modificación de estatutos).

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de diciembre de 2015 y 2014, se explican como sigue:

- i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.

Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del de 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez".

- ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 "adopción por primera vez").

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

26.6 Participaciones no controladoras.

26.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis 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 Notas 6 y 26.1.1)

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 Notas 7 y 26.1.1).

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.

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

| Compañías | Participaciones no controladoras (porcentaje de control) | | | | | |
|---|--|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 % | Patrimonio | | Ganancia / (Pérdida) | | |
| | | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ |
| Ampla Energia E Serviços S.A. | 0,36% | 1.670.381 | 2.255.335 | (39.491) | 183.454 | 3.034.036 |
| Compañía Energética Do Ceará S.A. | 26,00% | 102.309.115 | 111.448.154 | 18.722.431 | 14.883.752 | 17.016.391 |
| Enel Brasil | 0,00% | - | - | - | - | 16.428.497 |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. | 51,52% | 270.808.395 | 250.654.641 | 63.817.434 | 80.226.416 | 82.283.946 |
| Emgesa S.A. E.S.P. | 51,53% | 412.145.236 | 377.921.404 | 109.187.510 | 148.822.948 | 130.147.172 |
| Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A | 24,32% | 75.852.375 | 67.927.394 | 15.467.507 | 14.524.832 | 12.282.813 |
| Generandes Perú S.A. | 0,00% | - | - | - | 12.672.210 | 17.074.639 |
| Edegel S.A.A | 16,40% | 91.467.160 | 90.506.207 | 15.078.085 | 17.790.998 | 13.299.054 |
| Chinango S.A.C. | 20,00% | 14.268.911 | 14.707.216 | 3.042.018 | 3.002.284 | 2.033.307 |
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | 27,87% | 7.873.277 | (17.558.352) | 27.738.670 | (23.918.192) | 25.129.551 |
| Central Costanera S.A. | 24,32% | 3.759.405 | 5.197.207 | (242.897) | 11.072.950 | (7.067.970) |
| Hidroeléctrica El Chocón S.A. | 32,33% | 48.208.347 | 26.841.549 | 35.783.793 | 3.538.006 | 3.811.615 |
| Inversora Dock Sud S.A. | 42,86% | 24.059.619 | 20.265.854 | 11.745.296 | (6.544.116) | (8.111.021) |
| Central Dock Sud S.A. | 29,76% | 23.536.086 | 17.613.948 | 11.624.813 | (8.857.902) | (12.361.345) |
| Chilectra S.A. (*) | 0,91% | 10.118.233 | 11.127.491 | 1.743.825 | 1.370.642 | 2.056.796 |
| Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile S.A.) (*) | 40,02% | 1.059.805.601 | 1.080.652.251 | 157.225.820 | 133.622.088 | 142.871.823 |
| Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (*) | 7,35% | 10.900.863 | 12.597.077 | 8.674.207 | 10.522.428 | 8.415.147 |
| Empresa Eléctrica de Piura S.A. | 5,00% | - | 2.118.220 | - | 3.192.773 | 3.543.412 |
| Otras | | 6.876.091 | 2.967.103 | 3.313.547 | 3.206.288 | 2.998.733 |
| TOTAL | | 2.163.659.095 | 2.077.242.699 | 482.882.568 | 419.311.859 | 454.886.596 |

(*) Operaciones discontinuadas.

27. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

| Ingresos de actividades ordinarias | Saldo al | | |
|---|----------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 (Reexpresado) M\$ | 31-12-2013 (Reexpresado) M\$ |
| Ventas de energía (2) | 4.224.381.699 | 4.349.833.962 | 3.651.343.245 |
| Generación | 1.202.615.603 | 1.192.444.520 | 941.860.009 |
| Clientes Regulados | 141.728.020 | 137.536.698 | 84.590.770 |
| Clientes no Regulados | 664.527.858 | 676.023.056 | 575.318.424 |
| Ventas de Mercado Spot | 338.995.080 | 338.908.636 | 249.598.348 |
| Otros Clientes | 57.364.645 | 39.976.130 | 32.352.467 |
| Distribución | 3.021.766.096 | 3.157.389.442 | 2.709.483.236 |
| Residenciales | 1.485.240.702 | 1.583.857.094 | 1.298.051.111 |
| Comerciales | 722.634.924 | 737.471.663 | 666.523.624 |
| Industriales | 299.722.654 | 309.822.204 | 324.807.780 |
| Otros Consumidores | 514.167.816 | 526.238.481 | 420.100.721 |
| Otras ventas | 40.648.051 | 34.220.939 | 19.035.917 |
| Ventas de gas | 16.779.246 | 8.154.469 | 8.817.669 |
| Ventas de productos y servicios | 23.868.805 | 26.066.470 | 10.218.248 |
| Otras prestaciones de servicios | 402.615.560 | 422.400.836 | 308.616.190 |
| Peajes y transmisión | 248.565.422 | 251.366.453 | 212.027.293 |
| Arriendo equipos de medida | 70.485 | 82.069 | 399.082 |
| Alumbrado público | 23.162.879 | 28.050.833 | 24.865.721 |
| Verificaciones y enganches | 4.580.679 | 4.200.004 | 15.560.660 |
| Servicios de ingeniería y consultoría | 1.404.449 | 12.826.190 | 8.791.981 |
| Otras prestaciones | 124.831.646 | 125.875.287 | 46.971.453 |
| Total Ingresos de actividades ordinarias | 4.667.645.310 | 4.806.455.737 | 3.978.995.352 |

| Otros ingresos | Saldo al | | |
|--|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 (Reexpresado) M\$ | 31-12-2013 (Reexpresado) M\$ |
| Ingresos por contratos de construcción | 230.687.290 | 186.078.925 | 159.283.676 |
| Otros Ingresos (1) | 403.106.978 | 213.835.126 | 389.868.841 |
| Total Otros ingresos | 633.794.268 | 399.914.051 | 549.152.517 |

(1) - Al 31 de diciembre de 2015 incluye un monto de M\$ 52.400.888, originado por los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA. (M\$ 39.282.571 y M\$ 31.262.764 al 31 de diciembre de 2014 y 2013, respectivamente).

- Producto de la aplicación de la nueva Resolución SE N° 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015 que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprueba un aumento transitorio de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implique un aumento tarifario, que asciende a M\$ 264.987.134. Además se reconocen ingresos por M\$ 52.504.644 por reconocimiento de costos no traspasados a tarifa a través del Mecanismo Monitoreo de Costos (MMC) correspondientes al mes de enero de 2015 y (2) adicionalmente se reconocen en ingresos por ventas de energía M\$ 33.972.330, (M\$132.373.799 en 2014) pues dicha Resolución también establece que, a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos originados y facturados en virtud al programa PUREE pasen a ser un ingreso genuino de la distribuidora, como reconocimiento de mayores costos por las distribuidoras.

28. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

| Materias primas y consumibles utilizados | Saldo al | | |
|---|------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Compras de energía | (1.885.916.426) | (1.824.002.786) | (1.252.146.609) |
| Consumo de combustible | (258.113.922) | (205.534.394) | (174.504.021) |
| Gastos de transporte | (245.813.374) | (265.185.382) | (216.858.693) |
| Costos por contratos de construcción | (230.687.290) | (186.078.925) | (159.283.676) |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | (156.670.500) | (150.867.949) | (287.474.303) |
| Total Materias primas y consumibles utilizados | (2.777.201.512) | (2.631.669.436) | (2.090.267.302) |

29. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es la siguiente:

| Gastos por beneficios a los empleados | Saldo al | | |
|--|----------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Sueldos y salarios | (309.761.095) | (266.240.462) | (222.075.924) |
| Gasto por obligación por beneficios post empleo | (9.609.364) | (7.571.331) | (6.127.265) |
| Seguridad social y otras cargas sociales | (159.641.192) | (110.493.404) | (111.537.633) |
| Otros gastos de personal | (8.686.496) | (5.363.276) | (5.827.374) |
| Total Gastos por beneficios a los empleados | (487.698.147) | (389.668.473) | (345.568.196) |

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

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

| | Saldo al | | |
|--------------------------------------|----------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Depreciaciones (**) | (245.598.045) | (244.376.550) | (225.418.868) |
| Amortizaciones (**) | (74.944.152) | (106.366.200) | (90.547.273) |
| Subtotal | (320.542.197) | (350.742.750) | (315.966.141) |
| Reverso (pérdidas) por deterioro (*) | (39.811.756) | (38.329.942) | (66.664.976) |
| Total | (360.353.953) | (389.072.692) | (382.631.117) |

(**) Las depreciaciones y amortizaciones provenientes de las filiales brasileñas se presentan netos de impuestos PIS/COFINS. El gasto por concepto de depreciaciones y amortizaciones de estas filiales ascendió a M\$5.764.027.

| (*) Información por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro | Generación | | | Distribución | | | Otros | | | Saldo al | | |
|--|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Activos financieros (ver nota 10c) | (4.794.591) | (2.024.186) | (718.835) | (34.909.411) | (20.090.180) | (24.895.035) | (75.708) | (78.174) | - | (39.779.710) | (22.192.540) | (25.613.870) |
| Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15) | - | - | - | - | (14.948.785) | (28.662.952) | - | - | - | - | (14.948.785) | (28.662.952) |
| Inmovilizado (ver nota 17) | (32.046) | (1.188.617) | (12.388.154) | - | - | - | - | - | - | (32.046) | (1.188.617) | (12.388.154) |
| Total | (4.826.637) | (3.212.803) | (13.106.989) | (34.909.411) | (35.038.965) | (53.557.987) | (75.708) | (78.174) | - | (39.811.756) | (38.329.942) | (66.664.976) |

Al cierre del ejercicio 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 nota 3.k y 5.1).

31. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

| Otros gastos por naturaleza | Saldo al | | |
|--|----------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Otros suministros y servicios | (58.304.067) | (53.366.436) | (47.840.403) |
| Servicios profesionales independientes, externalizados y otros | (162.323.852) | (168.177.580) | (166.380.283) |
| Reparaciones y conservación | (107.991.590) | (112.073.249) | (97.452.388) |
| Indemnizaciones y multas | (12.912.842) | (16.742.020) | (14.889.784) |
| Tributos y tasas | (32.252.186) | (13.489.033) | (18.666.007) |
| Primas de seguros | (28.245.178) | (23.656.637) | (17.668.508) |
| Arrendamientos y cánones | (12.449.187) | (14.352.431) | (10.835.191) |
| Publicidad, propaganda y relaciones públicas | (5.270.796) | (4.700.359) | (4.363.014) |
| Otros aprovisionamientos | (53.888.664) | (41.535.780) | (24.450.757) |
| Gastos de viajes | (13.769.681) | (13.814.472) | (2.783.610) |
| Gastos de medioambiente | (1.120.706) | (1.821.267) | (417.966) |
| Total Otros gastos por naturaleza | (488.528.749) | (463.729.264) | (405.747.911) |

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013 ascendió a M\$ 237.085, M\$ 403.574 y M\$ 1.996.818, respectivamente.

32. OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS).

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

| Otras ganancias (pérdidas) | Saldo al | | |
|---|--------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 (Reexpresado) | 31-12-2013 (Reexpresado) |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Venta Inmovilizado de material | (6.758.695) | - | 3.429.125 |
| Otros | 192.470 | 876.554 | 1.213.143 |
| Total Otras ganancias (pérdidas) | (6.566.225) | 876.554 | 4.642.268 |

33. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, es el siguiente:

| Ingresos financieros | Saldo al | | |
|---|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 (Reexpresado) M\$ | 31-12-2013 (Reexpresado) M\$ |
| Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros | 124.314.454 | 86.576.973 | 98.281.675 |
| Ingresos financieros por activos del plan (Brasil) (3) | 135.153 | 224.310 | 200.526 |
| Otros ingresos financieros (1) (2) (4) | 170.320.665 | 164.320.479 | 148.133.613 |
| Total Ingresos Financieros | 294.770.272 | 251.121.762 | 246.615.814 |

| Costos financieros | Saldo al | | |
|---|----------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 (Reexpresado) M\$ | 31-12-2013 (Reexpresado) M\$ |
| Costos Financieros | (385.455.340) | (432.314.329) | (325.972.302) |
| Préstamos bancarios | (38.921.033) | (33.061.726) | (30.027.336) |
| Obligaciones garantizadas y no garantizadas | (179.258.559) | (172.288.757) | (149.082.277) |
| Arrendamientos financieros (leasing) | (1.414.900) | (817.985) | (1.892.614) |
| Valoración derivados financieros | (656.450) | (124.470) | (14.246.840) |
| Actualización financiera de provisiones | (54.616.547) | (46.354.184) | (37.415.815) |
| Obligación por beneficios post empleo | (19.595.016) | (21.270.704) | (17.979.936) |
| Gastos financieros activados | 73.008.564 | 55.101.384 | 29.326.555 |
| Otros costos financieros (1) | (164.001.399) | (213.497.887) | (104.654.039) |
| Resultado por unidades de reajuste (*) | (9.266.040) | (13.630.068) | (11.007.801) |
| Diferencias de cambio (**) (4) | 128.238.047 | (18.493.594) | (28.534.786) |
| Total Costos Financieros | (266.483.333) | (464.437.991) | (365.514.889) |
| Total Resultado Financiero | 28.286.939 | (213.316.229) | (118.899.075) |

(1) Al 31 de diciembre de 2015 se incluye un ingreso financiero de M\$ 37.618.478 correspondiente a la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce. Al 31 de diciembre de 2014 esta actualización financiera generó un costo financiero neto de M\$ 68.728.638 producto de revisión tarifaria en nuestra filial brasileña Ampla en 2014 y en Diciembre de 2013 un ingreso financiero por M\$ 54.591.750 (ver nota 9).

(2) Al 31 de diciembre de 2014 en nuestra filial Central Costanera se incluye condonación de intereses Mitsubishi y valor actual de la deuda Mitsubishi por M\$ 84.534.955, debido a que se firmó acuerdo de reestructuración de esta deuda. Entre las principales condiciones de la reestructuración destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30 de septiembre de 2014, la reprogramación de los vencimientos del capital por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniendo la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos.

(3) Ver nota 25.2.b).

(4) Al 31 de diciembre de 2015, nuestras filiales argentinas, Central Costanera, Chocón y Dock Sud, registraron diferencias de cambio positivas por un total de M\$141.559.960 producto de la dolarización de las acreencias relacionadas al proyecto Central Vuelta de Obligado (VOSA) e ingresos financieros por un total de M\$57.079.871 producto de los intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto y de las acreencias dolarizadas. Ver nota 36.5.

Adicionalmente, nuestra filial argentina, Edesur registro un ingreso financiero por M\$27.215.856 producto de la compensación que surge de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Ver nota 36.5.

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 | | |
|---|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 (Reexpresado) M\$ | 31-12-2013 (Reexpresado) M\$ |
| Otros activos financieros | - | - | 57.533 |
| Activos y Pasivos por impuestos corrientes | 1.240 | 21.157 | - |
| Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados) | (9.267.280) | (13.651.225) | (11.065.334) |
| Total Resultado por Unidades de Reajuste | (9.266.040) | (13.630.068) | (11.007.801) |

| Diferencias de Cambio (**) | Saldo al | | |
|---|--------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 (Reexpresado) M\$ | 31-12-2013 (Reexpresado) M\$ |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 7.304.624 | 22.199.061 | 4.314.865 |
| Otros activos financieros | 170.679.018 | 34.690.822 | 36.371.996 |
| Otros activos no financieros | 4.995.376 | 93.239 | 2.598.929 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 51.506.895 | 12.791.191 | 21.298.397 |
| Activos y Pasivos por impuestos corrientes | - | 24.876 | (15.094) |
| Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados) | (44.858.948) | (74.345.529) | (74.877.013) |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | (37.360.135) | (10.195.770) | (15.455.737) |
| Otros pasivos no financieros | (24.028.783) | (3.751.484) | (2.771.129) |
| Total Diferencias de Cambio | 128.238.047 | (18.493.594) | (28.534.786) |

34. IMPUESTO A LAS GANANCIAS.

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidados, correspondiente a los ejercicios 2015, 2014 y 2013:

| (Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores | Saldo al | | |
|---|----------------------|------------------------------------|------------------------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 (Reexpresado) M\$ | 31-12-2013 (Reexpresado) M\$ |
| (Gasto) / ingreso por impuesto corriente | (469.517.752) | (450.655.418) | (457.664.808) |
| 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) | 29.215.046 | 34.026.202 | 23.234.522 |
| Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores | (5.195.560) | 2.871.018 | (1.810.633) |
| 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 | (3.063.579) | (97.812) | (4.099.916) |
| Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente | (448.561.845) | (413.856.010) | (440.340.835) |
| Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias | (72.465.637) | (45.506.055) | 2.369.050 |
| Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos | - | 28.770.033 | (1.238.888) |
| Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido | - | - | (3.244.670) |
| Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores | (2.635.730) | - | - |
| Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos | (75.101.367) | (16.736.022) | (2.114.508) |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada | (523.663.212) | (430.592.032) | (442.455.343) |

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 ejercicios 2015, 2014 y 2013:

| Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables | Tasa | 31-12-2015 M\$ | Tasa | 31-12-2014 (Reexpresado) M\$ | Tasa | 31-12-2013 (Reexpresado) M\$ |
|--|-----------------|----------------------|-----------------|------------------------------------|-----------------|------------------------------------|
| RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS | | 1.279.812.171 | | 1.178.120.689 | | 1.237.790.881 |
| Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable | (22,50%) | (287.957.738) | (21,00%) | (247.405.345) | (20,00%) | (247.558.175) |
| Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero | (12,88%) | (164.815.692) | (11,89%) | (140.032.350) | (13,99%) | (173.156.559) |
| Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y utilización de créditos fiscales o pérdidas tributarias | 4,93% | 63.075.794 | 8,36% | 98.468.095 | 9,95% | 123.130.008 |
| Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable | (4,39%) | (56.128.320) | (13,63%) | (160.565.951) | (5,62%) | (69.552.897) |
| Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas | | - | 2,44% | 28.770.033 | (0,10%) | (1.238.888) |
| Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores | (0,41%) | (5.195.560) | 0,24% | 2.871.018 | (0,15%) | (1.810.633) |
| Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores | (0,21%) | (2.635.730) | | - | | - |
| Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio) | (5,47%) | (70.005.966) | (1,08%) | (12.697.532) | (5,84%) | (72.268.199) |
| Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables | (18,42%) | (235.705.474) | (15,55%) | (183.186.687) | (15,75%) | (194.897.168) |
| (Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas | (40,92%) | (523.663.212) | (36,55%) | (430.592.032) | (35,75%) | (442.455.343) |

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 19 a.

35. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

35.1 Criterios de segmentación.

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se 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 notas 5.1. y 41, 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:

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros.

| Linea de Negocio | Generación y Transmisión | | Distribución | | Eliminaciones y otros | | Totales | |
|---|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| ACTIVOS | | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | 3.974.309.548 | 1.258.524.552 | 2.233.248.507 | 1.682.754.340 | 1.706.003.655 | 990.219.996 | 7.913.561.710 | 3.931.498.888 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 158.234.836 | 444.764.922 | 174.458.784 | 274.881.316 | 852.469.724 | 985.099.253 | 1.185.163.344 | 1.704.745.491 |
| Otros activos financieros corrientes | 11.466.253 | 50.850.528 | 34.171.369 | 25.046.824 | 22.624.824 | 23.558.051 | 68.262.446 | 99.455.403 |
| Otros activos no financieros, corriente | 26.895.066 | 61.264.981 | 72.076.278 | 109.728.709 | 3.017.713 | 4.104.422 | 101.989.057 | 175.098.112 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 281.533.993 | 498.363.943 | 802.286.571 | 1.178.238.427 | 4.311.003 | 5.084.533 | 1.088.131.567 | 1.681.686.903 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 69.698.172 | 77.105.049 | 27.676.364 | 29.295.267 | (93.807.606) | (87.958.976) | 3.566.930 | 18.441.340 |
| Inventarios corrientes | 33.665.661 | 73.796.781 | 61.185.174 | 56.267.388 | 207.062 | 3.455.985 | 95.057.897 | 133.520.154 |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | 3.751.263 | 52.378.348 | 11.961.862 | 9.296.409 | 31.741.463 | 48.897.765 | 47.454.588 | 110.572.522 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 3.389.064.304 | - | 1.049.432.105 | - | 885.439.472 | 7.978.963 | 5.323.935.881 | 7.978.963 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 4.070.922.143 | 6.814.137.154 | 4.091.696.107 | 5.034.348.611 | (627.025.569) | 141.337.663 | 7.535.592.681 | 11.989.823.428 |
| Otros activos financieros no corrientes | 625.982 | 7.937.828 | 488.884.301 | 496.520.403 | 17.921 | 26.363.289 | 489.528.204 | 530.821.520 |
| Otros activos no financieros no corrientes | 9.847.779 | 12.590.288 | 54.741.348 | 61.369.954 | 12.973.581 | 3.845.938 | 77.562.708 | 77.806.180 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 310.451.501 | 185.266.255 | 88.178.936 | 106.105.806 | 65.427 | 269.614 | 398.695.864 | 291.641.675 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 355.485 | 486.605 | - | - | 355.485 | 486.605 |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 478.361.882 | 609.409.322 | 491.519.716 | 574.400.438 | (938.921.153) | (1.110.176.150) | 30.960.445 | 73.633.610 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 33.665.518 | 55.498.838 | 933.484.014 | 1.097.100.837 | 14.249.740 | 15.612.381 | 981.399.272 | 1.168.212.056 |
| Plusvalía | 100.700.655 | 125.609.898 | 76.703.162 | 100.220.100 | 266.795.230 | 1.185.023.629 | 444.199.047 | 1.410.853.627 |
| Propiedades, planta y equipo | 3.097.266.606 | 5.723.349.345 | 1.905.927.300 | 2.522.222.675 | 372.727 | (11.356.301) | 5.003.566.633 | 8.234.215.719 |
| Propiedad de inversión | - | - | - | - | - | 8.514.562 | - | 8.514.562 |
| Activos por impuestos diferidos | 40.002.220 | 94.475.380 | 51.901.845 | 75.921.793 | 17.420.958 | 23.240.701 | 109.325.023 | 193.637.874 |
| TOTAL ACTIVOS | 8.045.231.691 | 8.072.661.706 | 6.324.944.614 | 6.717.102.951 | 1.078.978.086 | 1.131.557.659 | 15.449.154.391 | 15.921.322.316 |

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

| País | Generación y Transmisión | | Distribución | | Eliminaciones y otros | | Totales | |
|---|--------------------------|----------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 2.735.116.868 | 1.622.353.344 | 1.838.355.464 | 1.856.594.893 | (68.091.532) | (284.126.253) | 4.505.380.800 | 3.194.821.984 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 230.270.298 | 297.869.150 | 206.125.030 | 119.552.373 | 251.478.180 | 4.384.156 | 687.873.508 | 421.805.679 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 342.712.347 | 777.931.218 | 1.037.064.551 | 1.403.375.115 | 73.047.309 | 107.570.617 | 1.452.824.207 | 2.288.876.950 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 104.568.189 | 371.111.287 | 72.131.804 | 189.021.282 | (66.802.485) | (416.451.947) | 109.897.508 | 143.680.622 |
| Otras provisiones corrientes | 81.419.354 | 38.351.988 | 45.879.822 | 51.247.787 | - | 622.909 | 127.299.176 | 90.222.684 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 91.117.121 | 96.623.249 | 24.166.415 | 16.472.461 | 27.324.424 | 2.376.603 | 142.607.960 | 115.472.313 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 1.951.295 | 40.466.452 | 35.966.491 | 76.925.875 | 1.308.553 | 11.883.262 | 39.226.339 | 129.275.589 |
| 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) | 5.488.147 | 1.945.652.102 | 5.488.147 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 1.313.277.539 | 2.398.122.150 | 1.559.780.584 | 1.770.828.652 | (119.092.912) | 278.330.784 | 2.753.965.211 | 4.447.281.586 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 941.834.867 | 1.871.186.406 | 883.297.767 | 1.153.615.811 | 22.163.958 | 264.295.311 | 1.847.296.592 | 3.289.097.528 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | 97.364.873 | 3.858.836 | 178.027.558 | 155.526.685 | 8.151.823 | - | 283.544.254 | 159.385.521 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | 10.685.702 | 4.908.454 | 157.179.286 | - | (167.864.988) | (4.908.454) | - | - |
| Otras provisiones no corrientes | 41.883.233 | 34.859.087 | 141.808.620 | 162.308.328 | 156.431 | 76.426 | 183.848.284 | 197.243.841 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 181.262.110 | 397.978.536 | 34.940.876 | 61.859.841 | 15.701.629 | 18.523.107 | 231.904.615 | 478.361.484 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 21.548.342 | 43.461.827 | 163.123.897 | 213.666.598 | 2.598.235 | 12.801.987 | 187.270.474 | 269.930.412 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 18.698.412 | 41.869.004 | 1.402.580 | 23.851.389 | - | (12.457.593) | 20.100.992 | 53.262.800 |
| PATRIMONIO NETO | 3.996.837.284 | 4.052.186.212 | 2.926.808.566 | 3.089.679.406 | 1.266.162.530 | 1.137.353.128 | 8.189.808.380 | 8.279.218.746 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 3.996.837.284 | 4.052.186.212 | 2.926.808.566 | 3.089.679.406 | 1.266.162.530 | 1.137.353.128 | 6.026.149.285 | 6.201.976.047 |
| Capital emitido | 1.476.722.861 | 1.512.762.830 | 860.651.565 | 872.231.352 | 3.467.073.560 | 3.419.453.804 | 5.804.447.986 | 5.804.447.986 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 2.358.601.470 | 2.172.639.133 | 1.414.711.314 | 1.384.094.891 | (392.651.261) | (504.999.579) | 3.380.661.523 | 3.051.734.445 |
| Primas de emisión | 206.058.198 | 206.599.062 | 3.547.484 | 3.965.297 | (209.605.682) | (210.564.359) | - | - |
| Otras reservas | (44.545.245) | 160.185.187 | 647.898.203 | 829.387.866 | (1.598.654.087) | (1.566.536.738) | (3.158.960.224) | (2.654.206.384) |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | 2.163.659.095 | 2.077.242.699 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 8.045.231.691 | 8.072.661.706 | 6.324.944.614 | 6.717.102.951 | 1.078.978.086 | 1.131.557.659 | 15.449.154.391 | 15.921.322.316 |

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

| Linea de Negocio | Generación | | | Distribución | | | Eliminaciones y otros | | | Totales | | |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 3/12/2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 3/12/2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 3/12/2013 M\$ |
| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES | | | | | | | | | | | | |
| INGRESOS | 1.734.761.772 | 1.762.869.133 | 1.481.343.900 | 3.890.722.930 | 3.802.108.560 | 3.429.456.365 | (324.045.124) | (358.607.905) | (382.652.396) | 5.301.439.578 | 5.206.369.788 | 4.528.147.869 |
| Ingresos de actividades ordinarias | 1.668.272.704 | 1.701.051.112 | 1.419.296.486 | 3.321.156.669 | 3.463.626.805 | 2.941.988.973 | (321.784.063) | (358.220.180) | (382.290.107) | 4.667.645.310 | 4.806.455.737 | 3.978.995.352 |
| Ventas de energía | 1.486.031.970 | 1.514.124.760 | 1.305.087.063 | 3.022.021.032 | 3.157.667.595 | 2.709.628.604 | (283.671.303) | (321.958.393) | (363.372.422) | 4.224.381.699 | 4.349.833.962 | 3.651.343.245 |
| Otras ventas | 21.124.909 | 13.980.015 | 8.817.669 | 19.523.142 | 21.140.924 | 3.648.462 | | | 6.569.786 | 40.648.051 | 34.220.939 | 19.035.917 |
| Otras prestaciones de servicios | 161.115.825 | 173.846.337 | 106.391.754 | 278.612.495 | 284.818.286 | 228.711.907 | (38.112.760) | (36.263.787) | (25.487.471) | 402.615.560 | 422.400.836 | 308.616.190 |
| Otros ingresos | 66.489.068 | 61.818.021 | 62.047.414 | 569.566.261 | 338.481.755 | 487.467.392 | (2.261.061) | (385.725) | (362.289) | 633.794.268 | 399.914.051 | 549.152.517 |
| MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (677.940.967) | (653.688.007) | (514.810.596) | (2.423.363.923) | (2.338.428.095) | (1.960.921.763) | 324.103.378 | 360.446.666 | 385.465.057 | (2.777.201.512) | (2.631.669.436) | (2.090.267.302) |
| Compras de energía | (235.046.359) | (258.676.854) | (168.445.337) | (1.951.642.845) | (1.900.048.593) | (1.446.778.480) | 300.772.778 | 334.722.661 | 363.077.208 | (1.885.916.426) | (1.824.002.786) | (1.252.146.609) |
| Consumo de combustible | (258.113.922) | (205.534.394) | (174.504.021) | (1.74.504.021) | | | | | | (258.113.922) | (205.534.394) | (174.504.021) |
| Gastos de transporte | (124.612.122) | (124.900.859) | (97.694.362) | (147.073.303) | (168.191.394) | (144.200.252) | 25.872.051 | 27.906.871 | 25.035.921 | (245.813.374) | (265.185.382) | (216.858.693) |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | (60.166.564) | (64.575.900) | (64.576.876) | (324.647.775) | (270.188.108) | (369.943.031) | (2.541.451) | (2.182.866) | (2.648.072) | (387.357.790) | (336.946.874) | (446.757.979) |
| MARGEN DE CONTRIBUCIÓN | 1.056.820.805 | 1.109.181.126 | 966.533.304 | 1.467.359.007 | 1.463.680.465 | 1.468.534.602 | 58.254 | 1.838.761 | 2.812.661 | 2.524.238.066 | 2.574.700.352 | 2.437.880.567 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | 14.387.605 | 13.548.280 | 9.255.740 | 52.567.319 | 42.103.255 | 37.795.406 | 146.345 | 118.883 | 83.324 | 67.101.269 | 55.770.418 | 47.134.470 |
| Gastos por beneficios a los empleados | (107.850.396) | (92.178.851) | (78.825.827) | (365.683.363) | (283.638.620) | (256.035.562) | (14.164.388) | (13.851.002) | (10.706.807) | (487.698.147) | (389.668.473) | (345.568.196) |
| Otros gastos, por naturaleza | (96.544.274) | (84.426.859) | (71.568.476) | (372.678.643) | (376.865.536) | (331.687.784) | (19.305.832) | (2.436.869) | (2.491.651) | (488.528.749) | (463.729.264) | (405.747.911) |
| RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN | 866.813.740 | 946.123.696 | 825.394.741 | 781.564.320 | 845.279.564 | 918.606.662 | (33.265.621) | (14.330.227) | (10.302.473) | 1.615.112.439 | 1.777.073.033 | 1.733.698.930 |
| Gasto por depreciación y amortización | (147.291.267) | (142.609.270) | (130.646.915) | (173.636.385) | (208.532.299) | (185.622.948) | 385.455 | 398.819 | 303.722 | (320.542.197) | (350.742.750) | (315.966.141) |
| Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo | (4.826.638) | (3.212.803) | (13.106.989) | (34.909.411) | (35.038.965) | (53.557.987) | (75.707) | (78.174) | - | (39.811.756) | (38.329.942) | (66.664.976) |
| RESULTADO DE EXPLOTACIÓN | 714.695.835 | 800.301.623 | 681.640.837 | 573.018.524 | 601.708.300 | 679.425.727 | (32.955.873) | (14.009.582) | 9.998.751 | 1.254.758.486 | 1.388.000.341 | 1.351.067.813 |
| RESULTADO FINANCIERO | 99.864.652 | (22.550.175) | (94.072.305) | (97.880.409) | (252.708.515) | (54.492.019) | 26.302.696 | 61.942.461 | 29.665.249 | 28.286.939 | (213.312.229) | (118.899.075) |
| Ingresos financieros | 88.032.028 | 111.084.259 | 34.749.918 | 177.432.364 | 84.910.412 | 152.859.615 | 55.127.091 | 59.006.281 | 294.770.272 | 251.121.762 | 294.615.814 | 251.121.762 |
| Efectivo y otros medios equivalentes | 86.308.158 | 26.728.453 | 24.151.441 | 8.809.058 | 14.617.999 | 15.448.973 | 29.137.237 | (109.417.698) | 58.681.261 | 124.314.453 | (67.001.246) | 98.281.675 |
| Otros ingresos financieros | 1.723.870 | 84.355.806 | 10.598.477 | 168.623.306 | 70.292.413 | 137.410.642 | 108.643 | 123.198.337 | 325.020 | 170.455.819 | 277.846.556 | 148.334.139 |
| Costos financieros | (109.517.207) | (85.935.531) | (91.401.647) | (275.453.176) | (335.813.681) | (206.291.506) | (484.957) | (10.565.117) | (28.279.149) | (385.455.340) | (432.314.329) | (325.972.302) |
| Préstamos bancarios | (18.475.838) | (21.393.127) | (21.454.758) | (11.665.622) | (11.665.622) | (1.469.244) | 1.469.244 | 388.687.486 | (70) | (38.921.032) | 355.628.537 | (30.027.336) |
| Obligaciones garantizadas y no garantizadas | (74.589.458) | (78.729.951) | (55.830.044) | (80.574.024) | (68.810.393) | (28.494.810) | (28.494.810) | (139.229.808) | (24.441.840) | (179.258.560) | (298.533.783) | (149.082.277) |
| Otros | (16.451.911) | (14.187.547) | (14.116.845) | (243.573.835) | (128.908.605) | (128.908.605) | 26.540.609 | (67.659.871) | (3.837.239) | (167.275.748) | (297.464.159) | (146.862.689) |
| Resultados por Unidades de Reajuste | - | - | - | 1.240 | 1.579 | - | (9.267.280) | (13.631.647) | (11.007.801) | (9.266.040) | (13.630.068) | (11.007.801) |
| Diferencias de cambio | 121.349.831 | (47.698.903) | (37.420.576) | 139.163 | (1.806.825) | (1.060.128) | 6.749.053 | 31.012.134 | 9.945.918 | 128.238.047 | (18.493.594) | (28.534.786) |
| Positivas | 219.603.572 | 39.651.691 | 46.792.154 | 9.537.474 | 4.303.366 | 3.380.853 | 45.868.225 | 57.413.955 | 36.265.682 | 275.009.271 | 101.369.012 | 86.438.689 |
| Negativas | (98.253.741) | (87.350.594) | (84.212.730) | (9.398.311) | (6.110.191) | (4.440.981) | (39.119.172) | (26.319.764) | (26.319.764) | (146.771.224) | (119.862.606) | (114.973.475) |
| Participación en ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación | 2.678.513 | - | - | 787.056 | 2.595.760 | 975.149 | (132.598) | (35.737) | 4.726 | 3.332.971 | 2.560.023 | 979.875 |
| Otras ganancias (pérdidas) | (394.854) | 798.130 | 904.474 | (6.171.371) | 78.424 | 3.737.794 | - | - | - | (6.566.225) | 876.554 | 4.642.268 |
| Resultado de Otras Inversiones | 707.468 | 707.468 | 707.468 | 707.468 | 707.468 | 707.468 | - | - | - | 707.468 | 707.468 | 707.468 |
| Resultados en Ventas de Activos | (394.854) | 90.662 | 136.041 | (6.171.371) | 78.424 | 3.737.794 | - | - | - | (6.566.225) | 169.086 | 3.873.835 |
| Ganancia (pérdida), antes de impuestos | 816.844.146 | 778.549.578 | 588.473.006 | 469.753.800 | 351.673.969 | 629.646.651 | (6.785.775) | 47.897.142 | 19.671.224 | 1.279.812.171 | 1.178.120.689 | 1.237.790.881 |
| Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias | (335.604.989) | (254.393.601) | (192.628.860) | (135.349.415) | (124.465.813) | (176.573.448) | (52.708.808) | (51.732.618) | (73.253.035) | (523.663.212) | (430.592.032) | (442.455.343) |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | 481.239.157 | 524.155.977 | 395.844.146 | 334.404.385 | 227.208.156 | 453.073.203 | (59.494.583) | (3.835.476) | (53.581.811) | 756.148.959 | 747.528.657 | 795.335.538 |
| Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas | 223.831.259 | 123.226.510 | 179.048.751 | 139.672.809 | 134.065.799 | 114.054.872 | 24.816.458 | 24.648.762 | 24.961.585 | 388.320.526 | 281.941.071 | 318.065.208 |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | 705.070.416 | 647.382.487 | 574.892.897 | 474.077.194 | 361.273.955 | 567.128.075 | (34.678.125) | 20.813.286 | (28.620.226) | 1.144.469.485 | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 |
| Ganancia (Pérdida) Atribuibles a | 705.070.416 | 647.382.487 | 574.892.897 | 474.077.194 | 361.273.955 | 567.128.075 | (34.678.125) | 20.813.286 | (28.620.226) | 1.144.469.485 | 1.029.469.728 | 1.113.400.746 |
| Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora | | | | | | | | | | 661.586.917 | 610.157.869 | 658.514.150 |
| Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras | | | | | | | | | | 482.882.568 | 419.311.859 | 454.886.596 |
| País | | | | | | | | | | | | |
| ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO | | | | | | | | | | | | |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación | 1.098.739.134 | 1.026.718.651 | 874.169.034 | 945.599.327 | 769.341.885 | 855.536.268 | (120.887.859) | (98.022.542) | (28.729.658) | 1.923.450.602 | 1.698.037.994 | 1.700.975.644 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | (545.677.324) | (357.107.188) | (194.635.422) | (787.409.305) | (513.969.018) | (488.352.158) | 117.787.581 | 571.389.216 | (540.899.509) | (1.215.299.048) | (299.686.990) | (1.223.887.089) |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | (797.630.653) | (575.096.742) | (628.577.198) | (225.244.202) | (220.294.230) | (327.075.688) | (37.339.524) | (488.068.691) | 1.292.418.242 | (1.060.214.379) | (1.283.459.663) | 336.765.356 |

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

35.3 Países.

| País | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | | |
|---|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|----------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | |
| ACTIVOS | | | | | | | | | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | 7.206.153.017 | 1.878.994.993 | 335.086.963 | 520.217.733 | 790.909.682 | 848.758.549 | 372.444.839 | 574.295.812 | 246.261.307 | 287.163.111 | (1.037.294.098) | - | 177.931.310 | 7.913.561.710 | 3.931.498.888 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 842.075.831 | 989.320.583 | 46.181.049 | 25.917.276 | 91.204.686 | 197.723.645 | 156.927.518 | 357.750.546 | 48.774.260 | 134.033.441 | - | - | - | 1.185.163.344 | 1.704.745.491 |
| Otros activos financieros corrientes | 16.360.472 | 8.518.962 | 694.177 | - | 48.170.095 | 52.870.583 | 3.037.702 | 38.065.858 | - | - | - | - | - | 68.262.446 | 99.455.403 |
| Otros activos no financieros, corriente | 41.022 | 16.052.871 | 2.763.894 | 4.151.319 | 80.268.243 | 115.566.129 | 9.724.564 | 12.267.413 | 9.191.334 | 27.060.380 | - | - | - | 101.989.057 | 175.098.112 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 729.821 | 578.408.890 | 216.550.824 | 416.026.626 | 536.725.492 | 446.392.339 | 179.304.792 | 147.531.981 | 154.034.146 | 93.735.123 | 786.492 | - | 408.056 | 1.088.131.567 | 1.681.686.903 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 72.105.375 | 134.750.382 | 24.224.813 | 28.097.713 | 19.580.577 | 22.359.268 | 2.063.025 | 748.922 | 1.292.410 | 3.256 | (115.699.270) | - | 167.518.201 | 3.566.930 | 18.441.340 |
| Inventarios corrientes | - | 43.677.878 | 40.147.347 | 41.937.394 | 900.446 | 934.466 | 21.381.902 | 16.506.890 | 32.628.202 | 30.463.526 | - | - | - | 95.057.897 | 133.520.154 |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | 28.523.295 | 90.281.411 | 4.524.859 | 4.087.405 | 14.060.143 | 12.912.119 | 5.336 | 1.424.202 | 340.955 | 1.867.385 | - | - | - | 47.454.588 | 110.572.522 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 6.246.317.201 | 17.984.016 | - | - | - | - | - | - | - | - | (922.381.320) | - | 10.005.053 | 5.323.935.881 | 7.978.963 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 4.419.757.344 | 9.730.558.674 | 989.117.985 | 822.281.224 | 2.026.630.282 | 2.333.408.466 | 2.655.603.106 | 2.716.160.481 | 1.626.705.797 | 1.550.114.522 | (4.182.221.833) | - | 5.162.699.939 | 7.535.592.681 | 11.989.823.428 |
| Otros activos financieros no corrientes | - | 33.090.868 | 21.751 | 72.882 | 488.876.852 | 496.463.986 | 616.296 | 1.177.618 | 13.305 | 16.166 | - | - | - | 489.528.204 | 530.821.520 |
| Otros activos no financieros no corrientes | 9.809.121 | 236.772 | 3.927.495 | 4.232.688 | 60.707.204 | 69.746.584 | 3.380.076 | 3.644.175 | - | - | (261.188) | - | 54.039 | 77.562.708 | 77.806.180 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | - | 7.496.412 | 307.327.055 | 175.753.071 | 81.551.731 | 97.082.421 | 9.817.078 | 11.309.771 | - | - | - | - | - | 398.695.864 | 291.641.675 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 355.485 | 486.605 | 34.884.531 | 36.267.177 | - | - | - | - | (34.884.531) | - | 36.267.177 | 355.485 | 486.605 |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 4.392.452.234 | 6.324.305.426 | 33.278.110 | 42.815.909 | - | - | 29.497.710 | 32.798.603 | 78.272.852 | 95.911.225 | (4.502.540.461) | - | 6.422.197.553 | 30.960.445 | 73.633.610 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | - | 36.525.521 | 1.901.334 | 2.533.936 | 910.420.453 | 1.062.638.430 | 36.607.957 | 40.612.537 | 32.469.528 | 25.901.632 | - | - | - | 981.399.272 | 1.168.212.056 |
| Plusvalía | - | 2.240.478 | 1.070.609 | 1.401.472 | 76.703.162 | 97.979.622 | 4.285.457 | 4.886.064 | 6.675.472 | 8.527.161 | 355.464.347 | - | 1.295.818.830 | 444.199.047 | 1.410.853.627 |
| Propiedades, planta y equipo | - | 3.283.760.775 | 640.616.088 | 591.453.902 | 307.829.742 | 389.577.389 | 2.545.846.163 | 2.549.665.315 | 1.509.274.640 | 1.419.758.338 | - | - | - | 5.003.566.633 | 8.234.215.719 |
| Propiedad de inversión | - | 8.514.562 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 8.514.562 |
| Activos por impuestos diferidos | 17.495.989 | 34.387.860 | 620.058 | 3.530.759 | 65.656.607 | 83.652.857 | 25.552.369 | 72.066.398 | - | - | - | - | - | 109.325.023 | 193.637.874 |
| TOTAL ACTIVOS | 11.625.910.361 | 11.609.553.667 | 1.324.204.948 | 1.342.498.957 | 2.817.539.964 | 3.182.167.015 | 3.028.047.945 | 3.290.456.293 | 1.872.967.104 | 1.837.277.633 | (5.219.515.931) | (5.340.631.249) | 15.449.154.391 | 15.921.322.316 | |

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

| Pais | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | | |
|---|-----------------------|-----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 2.214.708.056 | 744.843.606 | 650.930.971 | 919.270.662 | 649.275.989 | 479.284.646 | 589.400.597 | 828.561.609 | 313.823.925 | 269.583.701 | 87.241.262 | - | 46.722.240 | 4.505.380.800 | 3.194.821.984 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 251.988.261 | 150.748.390 | 30.883.517 | 36.046.855 | 136.422.798 | 78.874.557 | 170.601.821 | 92.779.423 | 97.977.111 | 63.356.454 | - | - | - | 687.873.508 | 421.805.679 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 30.630.264 | 490.927.954 | 524.765.510 | 775.438.014 | 438.614.827 | 340.379.343 | 258.880.100 | 428.369.239 | 149.516.849 | 167.957.943 | 50.416.657 | 85.804.457 | - | 1.452.824.207 | 2.288.876.950 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 37.738.690 | 10.417.853 | 23.671.742 | 28.081.812 | 50.826.174 | 30.274.223 | 30.878.126 | 198.528.161 | 8.587.452 | 8.905.270 | (41.804.676) | - | 132.526.697 | 109.897.508 | 143.860.622 |
| Otras provisiones corrientes | 3.595 | 11.627.110 | 30.169.043 | 33.345.118 | 2.144.014 | - | 3.335.096 | 77.759.932 | 31.449.522 | 17.222.592 | 10.465.838 | - | - | 127.299.176 | 90.222.684 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 27.324.425 | 38.357.866 | 41.441.159 | 6.836.964 | 19.959.622 | 2.213.038 | 49.992.270 | 64.747.073 | 3.890.484 | 3.317.372 | - | - | - | 142.607.960 | 115.472.313 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | - | 37.276.286 | - | 39.521.899 | 1.308.554 | 24.208.389 | 1.288.348 | 12.688.191 | 36.629.437 | 15.580.824 | - | - | - | 39.226.339 | 129.275.589 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 1.867.022.821 | 5.488.147 | - | - | - | - | - | - | - | - | 78.629.281 | - | - | 1.945.652.102 | 5.488.147 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 25.261.654 | 1.410.672.019 | 393.937.987 | 291.965.068 | 725.609.705 | 959.581.284 | 1.113.128.603 | 1.241.915.054 | 555.256.672 | 601.204.740 | (59.229.410) | - | 58.056.579 | 2.753.965.211 | 4.447.281.586 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 22.163.958 | 1.042.430.478 | 38.637.260 | 44.052.205 | 424.551.031 | 627.845.559 | 1.012.352.174 | 1.162.494.911 | 349.592.169 | 412.274.375 | - | - | - | 1.847.296.592 | 3.289.097.528 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | - | 3.711.078 | 249.256.884 | 120.587.518 | 25.765.233 | 35.086.925 | - | - | 8.522.137 | - | - | - | - | 283.544.254 | 159.385.521 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 35.630.861 | 36.594.486 | 23.598.549 | - | - | - | - | - | (59.229.410) | - | 36.594.486 | - | - |
| Otras provisiones no corrientes | - | 27.969.934 | 10.544.604 | 8.468.074 | 132.216.036 | 152.802.156 | 36.538.802 | 4.100.860 | 4.548.842 | 3.902.817 | - | - | - | 183.848.284 | 197.243.841 |
| Pasivo por impuestos diferidos | - | 255.156.048 | 46.358.947 | 31.236.466 | 15.701.628 | 18.454.634 | - | - | 169.844.040 | 173.514.336 | - | - | - | 231.904.615 | 478.361.484 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 3.097.696 | 56.333.817 | 13.509.431 | 12.825.808 | 103.777.228 | 122.729.879 | 64.237.627 | 75.319.283 | 2.648.492 | 2.721.625 | - | - | - | 187.270.474 | 269.930.412 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | - | 25.070.664 | - | 38.200.511 | - | 2.662.131 | - | - | 20.100.992 | 8.791.587 | - | - | 21.462.093 | 20.100.992 | 53.262.800 |
| PATRIMONIO NETO | 9.385.940.651 | 9.454.038.042 | 279.335.990 | 131.263.227 | 1.442.654.270 | 1.743.301.085 | 1.325.518.745 | 1.219.979.630 | 1.003.886.507 | 966.489.192 | (5.247.527.783) | - | 5.235.852.430 | 8.189.808.380 | 8.279.218.746 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 9.385.940.651 | 9.454.038.042 | 279.335.990 | 131.263.227 | 1.442.654.270 | 1.743.301.085 | 1.325.518.745 | 1.219.979.630 | 1.003.886.507 | 966.489.192 | (5.247.527.783) | - | 5.235.852.430 | 6.026.149.285 | 6.201.976.047 |
| Capital emitido | 8.275.947.680 | 8.284.164.467 | 157.658.399 | 206.381.462 | 216.661.867 | 216.324.676 | 149.451.431 | 170.397.032 | 484.427.384 | 298.376.352 | (3.479.698.755) | - | 3.371.196.003 | 5.804.447.986 | 5.804.447.986 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 3.903.767.587 | 3.545.928.591 | 24.530.244 | (151.386.397) | 144.278.288 | 206.870.339 | 322.708.452 | 145.279.263 | 66.656.282 | 278.207.618 | (1.081.279.330) | - | 973.164.969 | 3.380.661.523 | 3.051.734.445 |
| Primas de emisión | 206.574.859 | 206.574.859 | - | - | 535.555.881 | 684.112.119 | 2.981.182 | 3.398.995 | 49.641 | 590.505 | (745.161.563) | - | 894.676.478 | - | - |
| Otras reservas | (3.000.349.455) | (2.582.629.875) | 97.147.347 | 76.268.162 | 546.158.234 | 635.993.951 | 850.377.680 | 900.904.340 | 452.753.200 | 389.314.717 | 58.611.865 | - | 3.185.020 | (3.158.960.224) | (2.654.206.384) |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.163.659.095 | 2.077.242.699 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 11.625.910.361 | 11.609.553.667 | 1.324.204.948 | 1.342.498.957 | 2.817.539.964 | 3.182.167.015 | 3.028.047.945 | 3.290.456.293 | 1.872.967.104 | 1.837.277.633 | (5.219.515.931) | (5.340.631.249) | 15.449.154.391 | 15.921.322.316 | |

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

| País | Chile | | | Argentina | | | Brasil | | | Colombia | | | Perú | | | Eliminaciones | | | Totales | | | |
|--|----------------------|---------------------|---------------------|--------------------|---------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|---------------------|---------------------|---------------------|--------------------|--------------------|-------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--|
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2013 M\$ | |
| ESTADO DE RESULTADOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| INGRESOS | 4.346.811 | 5.160.988 | 2.900.505 | 817.366.617 | 538.871.174 | 702.356.329 | 2.013.355.544 | 2.266.459.965 | 1.867.480.092 | 1.568.088.010 | 1.601.692.843 | 1.312.563.123 | 902.656.878 | 796.341.810 | 643.503.677 | (4.374.282) | (2.156.992) | (655.857) | 5.301.439.578 | 5.206.399.788 | 4.523.147.869 | |
| Ingresos de actividades ordinarias | 4.342.565 | 5.160.988 | 2.900.505 | 435.789.546 | 346.911.584 | 406.515.531 | 1.782.667.222 | 2.081.466.805 | 1.695.610.134 | 1.551.589.289 | 1.500.209.560 | 1.270.600.838 | 897.613.346 | 784.863.792 | 604.015.741 | (4.356.658) | (2.156.992) | (647.397) | 4.667.645.310 | 4.806.455.737 | 3.979.995.352 | |
| Ventas de energía | - | - | - | 379.092.257 | 280.176.215 | 361.705.469 | 1.626.946.066 | 1.922.078.033 | 1.415.826.122 | 1.445.643.276 | 1.176.055.779 | 902.516.254 | 701.056.885 | 560.310.262 | - | - | (122.447) | (201.948) | 4.224.381.699 | 4.349.833.962 | 3.851.343.245 | |
| Otros ingresos | - | - | - | 460.133 | 523.507 | 361.881 | 16.073.266 | 16.929.481 | 6.569.786 | 7.508.473 | 492.002 | 3.290.645 | 16.606.185 | 8.623.805 | - | - | - | - | 40.648.051 | 34.220.939 | 19.035.917 | |
| Otras prestaciones de servicios | 4.342.565 | 5.160.988 | 2.900.505 | 56.237.156 | 66.211.862 | 44.448.381 | 139.647.896 | 141.566.291 | 135.566.665 | 128.256.694 | 144.074.282 | 91.264.414 | 78.488.907 | 67.419.958 | 34.881.674 | (4.356.658) | (2.034.545) | (445.449) | 402.615.560 | 422.400.836 | 308.616.190 | |
| Otros ingresos | 4.246 | - | - | 381.577.071 | 191.959.590 | 295.840.798 | 230.688.322 | 184.993.160 | 171.869.958 | 16.498.721 | 11.483.283 | 41.962.285 | 5.043.532 | - | - | - | - | (8.460) | 633.794.268 | 549.152.517 | - | |
| MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | - | - | - | (207.711.417) | (209.270.232) | (225.811.105) | (1.385.921.253) | (1.405.383.543) | (1.082.324.727) | (727.204.325) | (634.092.249) | (489.475.523) | (456.364.517) | (382.923.412) | (292.653.947) | - | - | - | (2.777.201.512) | (2.631.669.436) | (2.090.267.302) | |
| Compras de energía | - | - | - | (157.071.520) | (165.988.305) | (186.778.094) | (992.325.912) | (1.041.607.105) | (616.825.105) | (467.945.400) | (389.379.482) | (282.064.565) | (271.677.147) | (230.083.919) | (170.440.992) | - | - | - | (1.885.916.426) | (1.824.002.786) | (1.252.146.609) | |
| Consumo de combustible | - | - | - | (39.487.378) | (31.350.429) | (25.989.830) | (61.626.347) | (58.408.123) | (51.277.737) | (62.387.536) | (33.015.871) | (34.870.502) | (84.012.681) | (82.759.971) | (62.465.952) | - | - | - | (258.113.922) | (205.534.394) | (174.504.021) | |
| Gastos de transporte | - | - | - | (1.603.737) | (2.887.611) | (3.021.027) | (74.851.323) | (93.644.111) | (72.787.402) | (122.810.084) | (130.555.197) | (114.719.060) | (43.444.677) | (35.042.038) | (22.369.037) | (3.103.553) | (3.056.025) | (3.962.147) | (245.813.374) | (265.185.382) | (216.858.693) | |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | - | - | - | (9.548.782) | (9.043.887) | (10.122.154) | (257.117.671) | (211.723.204) | (341.434.483) | (81.641.305) | (87.231.469) | (47.230.032) | (37.377.966) | - | - | - | - | - | (387.357.790) | (448.775.979) | - | |
| MARGEN DE CONTRIBUCIÓN | 4.346.811 | 5.160.988 | 2.900.505 | 609.655.200 | 329.600.942 | 476.545.224 | 627.434.291 | 861.076.422 | 785.155.365 | 840.883.685 | 967.600.594 | 823.065.600 | 446.292.361 | 413.416.398 | 350.849.730 | (4.374.282) | (2.156.992) | (655.857) | 2.524.328.066 | 2.574.700.352 | 2.437.880.567 | |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | - | - | - | 38.651.134 | 27.871.088 | 21.102.202 | 10.165.042 | 12.046.728 | 13.877.942 | 9.792.900 | 10.209.703 | 8.810.875 | 4.859.848 | 3.343.451 | 3.632.336 | 1.673.387 | - | - | 67.101.269 | 55.770.418 | 47.134.470 | |
| Gastos por beneficios a los empleados | (6.198.154) | (4.663.987) | (3.678.384) | (282.962.098) | (182.617.639) | (154.686.547) | (99.652.482) | (107.989.443) | (100.646.528) | (57.583.893) | (55.772.427) | (51.593.413) | (41.301.520) | (38.624.977) | (34.963.324) | - | - | (487.988.147) | (389.688.473) | (345.568.196) | | |
| Otros gastos, por naturaleza | (8.580.775) | (904.591) | (1.203.116) | (160.072.998) | (150.390.844) | (138.909.307) | (176.649.576) | (169.097.432) | (147.251.809) | (85.846.339) | (91.510.241) | (75.777.922) | (58.121.007) | (52.309.761) | (43.261.744) | - | - | 741.946 | 483.605 | 655.857 | | |
| RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACION | (10.432.118) | (407.590) | (1.980.995) | 205.271.238 | 24.463.547 | 204.051.572 | 361.297.275 | 596.036.275 | 551.134.970 | 707.246.362 | 830.527.629 | 704.525.270 | 351.729.682 | 326.453.172 | 275.968.113 | - | - | - | 1.615.112.439 | 1.777.073.033 | 1.733.698.930 | |
| Gasto por depreciación y amortización | - | - | - | (48.164.380) | (34.457.311) | (39.649.323) | (93.577.654) | (126.219.710) | (111.980.732) | (98.604.705) | (115.830.740) | (99.481.692) | (80.195.458) | (74.234.989) | (64.854.394) | - | - | - | (320.542.197) | (350.742.750) | (315.966.141) | |
| Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo | - | - | - | (2.289.187) | (2.641.255) | (7.740.546) | (33.029.774) | (29.563.651) | (51.248.898) | (189.779) | (3.189.097) | (160.633) | (6.303.016) | (2.935.939) | (7.514.899) | - | - | - | (39.811.756) | (38.329.942) | (66.664.976) | |
| RESULTADO DE EXPLOTACIÓN | (10.432.118) | (407.590) | (1.980.995) | 154.817.671 | 12.635.019 | 156.661.703 | 236.689.847 | 440.252.914 | 387.905.340 | 608.451.878 | 711.507.792 | 604.892.945 | 265.231.208 | 249.282.244 | 203.598.820 | - | - | - | 1.254.758.486 | 1.388.000.341 | 1.351.067.813 | |
| RESULTADO FINANCIERO | (1.613.675) | 2.287.603 | 6.103.492 | 130.614.684 | (39.636.349) | (94.354.565) | 708.538 | (127.456.000) | 34.677.521 | (67.348.700) | (61.236.977) | (50.091.563) | (34.073.919) | (23.920.963) | (26.555.489) | - | - | - | 36.646.457 | 11.321.528 | 28.286.939 | |
| Ingresos financieros | 23.085.427 | 37.359.473 | 43.272.796 | 141.071.582 | 112.698.022 | 37.282.480 | 118.746.948 | 88.275.167 | 146.393.325 | 103.077.527 | 186.003.031 | 18.522.711 | 4.305.859 | 3.921.832 | 3.522.291 | (2.477.071) | (9.735.763) | (2.357.789) | 294.770.239 | 251.121.762 | 246.615.814 | |
| Efectivo y otros medios equivalentes | 23.058.503 | 27.551.155 | 42.998.291 | 76.904.478 | 4.063.184 | 4.491.672 | 15.980.631 | 39.601.245 | 37.422.561 | 6.394.711 | 13.228.981 | 11.698.193 | 1.976.131 | 2.132.408 | 1.967.958 | - | - | - | 124.314.454 | 86.576.973 | 98.281.675 | |
| Otros ingresos financieros | 26.924 | 9.808.318 | 274.505 | 64.167.104 | 108.634.838 | 32.770.808 | 102.766.317 | 48.673.922 | 108.970.764 | 3.642.816 | 5.374.050 | 6.824.518 | 2.329.728 | 1.789.424 | 1.851.333 | (2.477.071) | (9.735.763) | (2.357.789) | 170.455.818 | 164.544.789 | 148.334.139 | |
| Costos financieros | (23.676.545) | (22.139.600) | (39.818.432) | (111.416.295) | (90.124.247) | (73.869.756) | (142.493.697) | (227.554.863) | (120.173.373) | (78.846.539) | (78.795.917) | (66.969.517) | (31.497.355) | (23.435.749) | (25.479.239) | 2.477.071 | 9.735.764 | 2.357.786 | (385.455.340) | (432.314.329) | (325.972.302) | |
| Préstamos bancarios | (974) | - | - | (6.430.781) | (11.090.698) | (13.824.240) | (17.755.433) | (8.989.089) | (3.970.598) | (7.506.624) | (6.385.703) | (6.601.893) | (6.137.221) | (6.589.317) | (5.430.614) | - | - | - | (38.921.033) | (33.601.726) | (20.027.336) | |
| Obligaciones garantizadas y no garantizadas | (14.045.548) | (12.984.782) | (24.441.840) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Otros | (9.630.023) | (9.154.818) | (15.376.592) | (104.987.514) | (79.033.639) | (60.045.516) | (75.268.132) | (175.468.272) | (77.345.446) | 27.906.631 | 26.609.309 | 9.479.575 | (7.773.781) | 34.810 | (5.932.406) | 2.477.071 | 9.735.764 | 2.357.786 | (167.275.748) | (226.963.846) | (146.862.689) | |
| Resultados por Unidades de Reajuste | (9.266.040) | (13.630.068) | (11.007.801) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (9.266.040) | (13.630.068) | (11.007.801) | |
| Diferencias de cambio | 8.243.483 | 897.798 | 13.656.929 | 100.961.407 | (62.210.124) | (57.747.289) | 24.455.287 | 11.823.716 | 8.457.569 | 1.460.312 | (1.044.391) | 375.014 | (6.882.442) | (4.407.499) | (4.598.540) | - | - | 36.646.456 | 11.321.531 | 128.238.047 | | |
| Positivas | 61.064.473 | 73.497.873 | 61.012.638 | 193.605.073 | 17.360.161 | 19.539.712 | 51.717.523 | 16.882.667 | 14.637.284 | 3.433.799 | 1.520.289 | 843.363 | 3.435.721 | 3.950.172 | 4.238.355 | (38.247.318) | (11.842.150) | (13.833.193) | 275.009.271 | 101.369.012 | 86.438.689 | |
| Negativas | (52.820.990) | (72.800.075) | (47.355.709) | (92.643.666) | (79.570.285) | (77.287.001) | (27.262.236) | (9.058.951) | (6.180.255) | (1.973.487) | (2.564.680) | (468.339) | (10.318.163) | (8.357.221) | (8.368.895) | 38.247.318 | 48.488.606 | 25.154.724 | (119.862.060) | (144.973.475) | - | |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilizan utilizando el método de la participación | (132.598) | (35.735) | 4.725 | 2.712.948 | 34.720 | 42.233 | - | - | - | 752.621 | 2.561.038 | 932.917 | - | - | - | - | - | - | 3.332.971 | 2.560.023 | 979.875 | |
| Otras ganancias (pérdidas) | - | - | 42.761 | (315.656) | 662.310 | 733.526 | (6.758.695) | - | 2.761.811 | (238.818) | 120.697 | 381.011 | 746.944 | 93.547 | 723.159 | - | - | - | (6.566.225) | 876.554 | 4.642.268 | |
| Resultado de Otras Inversiones | - | - | 42.761 | - | 707.488 | 725.672 | - | - | 2.761.811 | (238.818) | 120.697 | 381.011 | 746.944 | 93.547 | 723.159 | - | - | - | - | 707.488 | 768.433 | |
| Resultados en Ventas de Activos | - | - | - | (315.656) | (45.158) | 7.854 | (6.758.695) | - | - | 2.761.811 | (238.818) | 120.697 | 381.011 | 746.944 | 93.547 | 723.159 | - | - | (6.566.225) | 169.096 | 3.873.835 | |
| Ganancia (pérdida), antes de impuestos | (12.178.391) | 1.844.278 | 4.169.983 | 287.829.657 | (51.574.338) | 63.082.897 | 230.639.690 | 312.796.914 | 425.344.672 | 541.616.961 | 652.952.550 | 556.105.310 | 231.904.234 | 225.454.828 | 177.766.491 | - | - | 36.646.457 | 11.321.528 | 1.279.812.171 | 1.178.120.689 | |
| Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias | (93.756.951) | (61.135.766) | (91.027.164) | (79.403.591) | (25.322.535) | (19.375.904) | (73.751.149) | (83.386.302) | (96.554.883) | (205.841.587) | (208.404.127) | (181.812.587) | (70.909.934) | (52.343.302) | (51.684.805) | - | - | - | (523.663.212) | (430.592.032) | (442.455.343) | |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | (105.935.342) | (59.291.488) | (86.857.181) | 208.426.066 | (76.896.873) | 43.706.993 | 156.888.541 | 229.410.612 | 326.789.789 | 335.775.394 | 444.548.423 | 374.292.723 | 160.994.300 | 173.111.526 | 126.081.686 | - | - | 36.646.457 | 11.321.528 | 756.148.959 | 747.528.657 | |
| Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas | 388.320.526 | 281.941.071 | 318.065.208 | - | - | - | - | -</ | | | | | | | | | | | | | | |

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países.

a) Generación y Transmisión

| Línea de Negocio | Generación y Transmisión | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|-------------------|
| | País | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | |
| ACTIVOS | | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| ACTIVOS CORRIENTES | 5.216.028.617 | 587.911.081 | 143.791.564 | 111.345.580 | 109.584.185 | 179.310.128 | 172.957.080 | 329.704.908 | 172.786.358 | 164.347.787 | (1.840.838.256) | - | 114.094.932 | 3.974.309.548 | 1.258.524.552 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 13.726.062 | 50.627.592 | 21.513.878 | 20.268.881 | 22.236.032 | 76.039.740 | 66.939.946 | 224.564.345 | 33.818.918 | 73.264.364 | - | - | - | 158.234.836 | 444.764.922 |
| Otros activos financieros corrientes | 2.649.187 | 4.389.709 | - | - | 5.824.350 | 26.000.508 | 2.992.716 | 20.460.311 | - | - | - | - | - | 11.466.253 | 50.850.528 |
| Otros activos no financieros, corriente | 47 | 10.766.653 | 1.458.900 | 2.909.678 | 11.386.388 | 15.508.149 | 7.812.064 | 9.272.519 | 6.237.667 | 22.807.982 | - | - | - | 26.895.066 | 61.264.981 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 15.361 | 317.283.266 | 91.879.708 | 55.648.584 | 27.816.899 | 35.732.810 | 80.179.914 | 53.822.823 | 81.432.845 | 35.628.118 | 209.266 | - | 248.342 | 281.533.993 | 498.363.943 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 28.482.912 | 113.265.863 | 24.188.529 | 28.040.438 | 40.682.826 | 23.607.823 | 7.299.356 | 7.818.044 | 28.001.327 | 8.711.102 | (58.956.778) | - | (104.338.221) | 69.698.172 | 77.105.049 |
| Inventarios corrientes | - | 36.871.184 | 2.707.246 | 2.268.098 | 19.388 | 24.762 | 7.727.748 | 12.342.664 | 23.211.279 | 22.290.073 | - | - | - | 33.665.661 | 73.796.781 |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | - | 44.701.761 | 2.043.303 | 2.209.901 | 1.618.302 | 2.396.336 | 5.336 | 1.424.202 | 84.322 | 1.646.148 | - | - | - | 3.751.263 | 52.378.348 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 5.171.155.048 | 10.005.053 | - | - | - | - | - | - | - | - | (1.782.090.744) | - | (10.005.053) | 3.389.064.304 | - |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 34.135 | 4.509.737.795 | 514.526.563 | 376.359.459 | 377.376.503 | 465.167.544 | 1.807.828.818 | 1.787.224.362 | 903.328.613 | 918.279.644 | 467.827.511 | - | 1.242.631.650 | 4.070.922.143 | 6.814.137.154 |
| Otros activos financieros no corrientes | - | 6.719.853 | - | 30.877 | 1 | 1 | 612.676 | 1.170.931 | 13.305 | 16.166 | - | - | - | 625.982 | 7.937.828 |
| Otros activos no financieros no corrientes | - | 42.847 | 3.600.646 | 3.804.828 | 5.159.456 | 7.666.802 | 1.087.677 | 1.075.811 | - | - | - | - | - | 9.847.779 | 12.590.288 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | - | - | 301.118.584 | 174.458.331 | 7.390.854 | 8.630.215 | 1.942.063 | 2.177.709 | - | - | - | - | - | 310.451.501 | 185.266.255 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | - | - | 24.422.654 | 31.402.626 | - | - | - | - | (24.422.654) | - | (31.402.626) | - | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | - | 1.852.154.229 | 2.083.893 | 1.981.428 | 32.530.127 | 19.298.297 | - | - | 40.166.814 | 57.999.593 | 403.581.048 | - | (1.322.024.225) | 478.361.882 | 609.409.322 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | - | 18.851.913 | 44.948 | 70.302 | 2.367.312 | 2.847.709 | 20.180.823 | 22.960.562 | 11.072.435 | 10.768.352 | - | - | - | 33.665.518 | 55.498.838 |
| Plusvalía | - | - | 1.070.608 | 1.401.472 | - | - | 4.285.458 | 4.886.064 | 6.675.472 | 8.527.161 | 88.669.117 | - | 110.795.201 | 100.700.855 | 125.609.898 |
| Propiedades, planta y equipo | - | 2.621.113.891 | 205.987.826 | 191.081.462 | 284.339.062 | 362.640.263 | 1.761.539.131 | 1.707.545.357 | 845.400.587 | 840.968.372 | - | - | - | 3.097.266.606 | 5.723.349.345 |
| Propiedad de inversión | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Activos por impuestos diferidos | 34.135 | 10.855.062 | 620.058 | 3.530.759 | 21.167.037 | 32.681.631 | 18.180.990 | 47.407.928 | - | - | - | - | - | 40.002.220 | 94.475.380 |
| TOTAL ACTIVOS | 5.216.062.752 | 5.097.648.876 | 658.318.127 | 487.705.039 | 486.960.688 | 644.477.672 | 1.980.785.898 | 2.116.929.270 | 1.076.114.971 | 1.082.627.431 | (1.373.010.745) | (1.356.726.582) | 8.045.231.691 | 8.072.661.706 | |

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

| País | Generación y Transmisión | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|----------------------|----------------------|---------------|
| | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | | |
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 1.828.533.074 | 674.505.169 | 219.381.678 | 180.031.592 | 126.744.267 | 209.741.472 | 349.716.663 | 500.427.459 | 149.548.832 | 111.916.694 | 61.192.354 | - | 54.269.042 | 2.735.116.868 | 1.622.353.344 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 417.400 | 146.364.103 | 30.356.957 | 29.204.543 | 1.718.719 | 547.554 | 135.606.953 | 90.868.809 | 62.170.269 | 30.884.141 | - | - | - | 230.270.298 | 297.869.150 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 158.892 | 330.234.621 | 121.997.587 | 104.631.867 | 47.259.646 | 55.829.739 | 89.385.378 | 194.459.885 | 67.063.567 | 63.043.076 | 16.847.277 | 29.732.030 | - | 342.712.347 | 777.931.218 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 2.336 | 139.180.109 | 22.841.700 | 27.161.544 | 57.806.281 | 147.681.040 | 22.926.498 | 131.257.351 | 11.770.115 | 9.832.315 | (10.778.741) | (84.001.072) | - | 104.568.189 | 371.111.287 |
| Otras provisiones corrientes | - | 10.932.577 | 2.744.275 | 666.299 | - | - | 72.379.364 | 24.071.622 | 6.295.715 | 2.681.490 | - | - | - | 81.419.354 | 38.351.988 |
| Pasivos por impuestos corrientes | - | 31.480.257 | 41.441.159 | 6.836.964 | 19.959.621 | 2.213.037 | 28.563.318 | 55.331.792 | 1.153.023 | 761.199 | - | - | - | 91.117.121 | 96.623.249 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | - | 16.313.502 | - | 11.530.375 | - | 3.470.102 | 855.152 | 4.438.000 | 1.096.143 | 4.714.473 | - | - | - | 1.951.295 | 40.466.452 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 1.827.954.446 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 55.123.818 | - | - | 1.883.078.264 | - |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 199.807 | 1.060.892.738 | 218.971.414 | 154.168.284 | 34.180.263 | 8.446.341 | 831.187.905 | 883.041.284 | 277.281.858 | 322.944.470 | (48.543.708) | - | 31.370.967 | 1.313.277.539 | 2.398.122.150 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | - | 778.135.168 | 38.637.260 | 44.052.205 | 3.012.998 | 2.421.880 | 781.500.274 | 862.784.448 | 118.684.335 | 183.792.705 | - | - | - | 941.834.867 | 1.871.186.406 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | - | 3.711.078 | 94.453.409 | 89.968 | 2.911.464 | 57.790 | - | - | - | - | - | - | - | 37.364.873 | 3.858.836 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | 35.630.861 | 36.594.486 | 23.598.549 | - | - | - | - | - | (48.543.708) | (31.686.032) | - | 10.685.702 | 4.908.454 |
| Otras provisiones no corrientes | - | 25.161.118 | - | - | 4.657.252 | 5.571.273 | 32.991.300 | 465.509 | 4.234.681 | 3.661.187 | - | - | - | 41.883.233 | 34.859.087 |
| Pasivo por impuestos diferidos | - | 232.045.128 | 46.358.947 | 31.236.466 | - | - | - | - | 134.903.163 | 134.696.942 | - | - | - | 181.262.110 | 397.978.536 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 199.807 | 18.882.217 | 3.890.937 | 3.994.647 | - | - | 16.696.331 | 19.791.327 | 761.267 | 793.636 | - | - | - | 21.548.342 | 43.461.827 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | - | 2.958.029 | - | 38.200.512 | - | 395.398 | - | - | 18.698.412 | - | - | - | 315.065 | 18.698.412 | 41.869.004 |
| PATRIMONIO NETO | 3.387.329.871 | 3.362.250.969 | 219.965.035 | 153.505.163 | 326.036.158 | 426.289.859 | 799.881.330 | 733.460.527 | 649.284.281 | 647.766.267 | (1.385.659.391) | - | 1.271.086.573 | 3.996.837.284 | 4.052.186.212 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 3.387.329.871 | 3.362.250.969 | 219.965.035 | 153.505.163 | 326.036.158 | 426.289.859 | 799.881.330 | 733.460.527 | 649.284.281 | 647.766.267 | (1.385.659.391) | - | 1.271.086.573 | 3.996.837.284 | 4.052.186.212 |
| Capital emitido | 2.041.622.319 | 2.066.342.520 | 82.865.510 | 108.474.430 | 90.172.688 | 115.185.419 | 146.498.021 | 167.029.702 | 323.227.193 | 227.902.984 | (1.207.662.870) | (1.172.172.225) | - | 1.476.722.861 | 1.512.762.830 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 1.726.639.410 | 1.401.123.725 | 49.183.508 | (19.153.229) | 134.179.155 | 159.510.944 | 217.958.120 | 110.289.985 | 48.944.655 | 170.891.294 | 181.696.622 | 349.976.414 | - | 2.358.601.470 | 2.172.639.133 |
| Primas de emisión | 206.008.557 | 206.008.557 | - | - | - | - | - | - | 49.641 | 590.505 | - | - | - | 206.058.198 | 206.599.062 |
| Otras reservas | (586.940.415) | (311.223.833) | 87.916.017 | 64.183.962 | 101.684.315 | 151.593.496 | 435.425.189 | 456.140.840 | 277.062.792 | 248.381.484 | (359.693.143) | (448.890.762) | - | (44.545.245) | 160.185.187 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 5.216.062.752 | 5.097.648.876 | 658.318.127 | 487.705.039 | 486.960.688 | 644.477.672 | 1.980.785.898 | 2.116.929.270 | 1.076.114.971 | 1.082.627.431 | (1.373.010.745) | (1.356.726.582) | 8.045.231.691 | 8.072.661.706 | |

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

b) Distribución

| Línea de Negocio | Distribución | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| | País | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales |
| | | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ |
| ACTIVOS | | | | | | | | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | | | | | | | | | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 1.068.956.933 | 300.765.617 | 191.441.460 | 409.109.176 | 653.342.371 | 589.020.643 | 207.553.675 | 254.296.273 | 116.371.663 | 142.931.833 | (4.417.595) | (13.369.202) | 2.233.248.507 | 1.682.754.340 |
| Otros activos financieros corrientes | 10.694.452 | 7.716.593 | 24.665.201 | 5.646.882 | 34.293.476 | 67.580.309 | 89.987.672 | 133.186.201 | 14.818.083 | 60.751.331 | - | - | 174.458.784 | 274.881.316 |
| Otros activos no financieros, corriente | 188.143 | 470.266 | 694.177 | - | 33.244.064 | 6.971.011 | 44.985 | 17.605.547 | - | - | - | - | 34.171.369 | 25.046.824 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | - | 4.837.555 | 1.261.261 | 1.192.805 | 65.958.327 | 96.485.884 | 1.912.501 | 2.994.894 | 2.944.189 | 4.217.571 | - | - | 72.076.278 | 109.728.709 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 105 | 257.568.198 | 124.663.167 | 360.374.168 | 508.562.286 | 410.307.454 | 99.124.879 | 93.709.158 | 69.883.209 | 56.349.775 | 52.925 | (70.326) | 802.286.571 | 1.178.238.427 |
| Inventarios corrientes | 8.208.642 | 26.178.562 | 239.991 | 353.432 | 1.564.236 | 23.473 | 2.829.584 | 2.636.246 | 19.302.467 | 13.402.430 | (4.468.556) | (13.298.876) | 27.676.364 | 29.295.267 |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | - | 3.542.452 | 37.440.101 | 39.669.296 | 673.996 | 717.960 | 13.654.154 | 4.164.227 | 9.416.923 | 8.173.453 | - | - | 61.185.174 | 56.267.388 |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | 431.522 | 451.991 | 2.477.562 | 1.872.593 | 9.045.986 | 6.934.552 | - | - | 6.792 | 37.273 | - | - | 11.961.862 | 9.296.409 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 1.049.434.069 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (1.964) | - | 1.049.432.105 | - |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | | | | | | | | | | |
| Otros activos financieros no corrientes | 462.047.875 | 1.240.468.968 | 443.412.233 | 405.106.897 | 1.662.603.605 | 1.871.949.977 | 847.774.289 | 928.936.117 | 675.858.105 | 587.886.652 | - | - | 4.091.696.107 | 5.034.348.611 |
| Otros activos no financieros no corrientes | - | 30.619 | 21.751 | 42.005 | 488.858.930 | 496.441.092 | 3.620 | 6.687 | - | - | - | - | 488.884.301 | 496.520.403 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | - | 188.157 | 326.850 | 427.860 | 52.122.099 | 58.185.573 | 2.292.399 | 2.568.364 | - | - | - | - | 54.741.348 | 61.369.954 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | 7.364.933 | 6.208.472 | 1.294.740 | 74.095.449 | 88.314.071 | 7.875.015 | 9.132.062 | - | - | - | - | 88.178.936 | 106.105.806 |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | - | - | 355.485 | 486.605 | - | - | - | - | - | - | - | - | 355.485 | 486.605 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 462.006.979 | 541.582.223 | 15.027 | 19.612 | - | - | 29.497.710 | 32.798.603 | - | - | - | - | 491.519.716 | 574.400.438 |
| Plusvalía | - | 14.613.951 | 1.856.386 | 2.463.635 | 905.374.088 | 1.055.986.162 | 16.427.134 | 17.651.975 | 9.826.406 | 6.385.114 | - | - | 933.484.014 | 1.097.100.837 |
| Propiedades, planta y equipo | - | 2.240.478 | - | - | 76.703.162 | 97.979.622 | - | - | - | - | - | - | 76.703.162 | 100.220.100 |
| Propiedad de inversión | - | 674.156.509 | 434.628.262 | 400.372.440 | 20.960.307 | 24.072.231 | 784.307.032 | 842.119.957 | 666.031.699 | 581.501.538 | - | - | 1.905.927.300 | 2.522.222.675 |
| Activos por impuestos diferidos | 40.896 | 292.098 | - | - | 44.489.570 | 50.971.226 | 7.371.379 | 24.658.469 | - | - | - | - | 51.901.845 | 75.921.793 |
| TOTAL ACTIVOS | 1.531.004.808 | 1.541.234.585 | 634.853.693 | 814.216.073 | 2.315.945.976 | 2.460.970.620 | 1.055.327.964 | 1.183.232.390 | 792.229.768 | 730.818.485 | (4.417.595) | (13.369.202) | 6.324.944.614 | 6.717.102.951 |

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

| País | Distribución | | | | | | | | | | | | | |
|---|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|--------------------|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| | Chile | | Argentina | | Brasil | | Colombia | | Perú | | Eliminaciones | | Totales | |
| | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 418.047.564 | 244.981.388 | 431.630.046 | 739.412.769 | 552.804.640 | 382.669.070 | 247.749.856 | 337.839.518 | 192.540.953 | 165.061.350 | (4.417.595) | (13.369.202) | 1.838.355.464 | 1.856.594.893 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 92.682 | 133 | 526.559 | 6.842.312 | 134.704.079 | 78.327.002 | 34.994.868 | 1.910.613 | 35.806.842 | 32.472.313 | - | - | 206.125.030 | 119.552.373 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 293.820 | 117.620.794 | 402.486.702 | 670.451.782 | 383.345.351 | 278.869.512 | 169.494.726 | 233.909.354 | 81.443.952 | 102.523.673 | - | - | 1.037.064.551 | 1.403.375.115 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 636.116 | 111.172.127 | 1.192.017 | 1.448.331 | 32.611.195 | 3.897.216 | 16.017.544 | 76.976.179 | 26.092.527 | 8.896.631 | (4.417.595) | (13.369.202) | 72.131.804 | 189.021.282 |
| Otras provisiones corrientes | 3.595 | 71.623 | 27.424.768 | 32.678.820 | 2.144.014 | 3.335.096 | 5.380.567 | 7.377.900 | 10.926.878 | 7.784.348 | - | - | 45.879.822 | 51.247.787 |
| Pasivos por impuestos corrientes | - | 4.501.006 | - | - | 1 | 1 | 21.428.954 | 9.415.281 | 2.737.460 | 2.556.173 | - | - | 24.166.415 | 16.472.461 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | - | 11.615.705 | - | 27.991.524 | - | 18.240.243 | 433.197 | 8.250.191 | 35.533.294 | 10.828.212 | - | - | 35.966.491 | 76.925.875 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 417.021.351 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 417.021.351 | - |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 299.654 | 72.612.722 | 174.966.573 | 137.796.785 | 832.749.665 | 930.337.149 | 281.940.695 | 358.873.770 | 269.823.997 | 271.208.226 | - | - | 1.559.780.584 | 1.770.828.652 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | - | - | - | - | 421.538.033 | 625.423.679 | 230.851.899 | 299.710.462 | 230.907.835 | 228.481.670 | - | - | 883.297.767 | 1.153.615.811 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | - | - | 154.803.475 | 120.497.550 | 22.852.766 | 35.029.135 | - | - | 371.317 | - | - | - | 178.027.558 | 155.526.685 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | - | 157.179.286 | - | - | - | - | - | - | - | - | 157.179.286 | - |
| Otras provisiones no corrientes | - | 2.808.816 | 10.544.604 | 8.468.074 | 127.402.352 | 147.154.456 | 3.547.501 | 3.635.352 | 314.163 | 241.630 | - | - | 141.808.620 | 162.308.328 |
| Pasivo por impuestos diferidos | - | 23.042.447 | - | - | - | - | - | - | 34.940.876 | 38.817.394 | - | - | 34.940.876 | 61.859.841 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 299.654 | 24.649.613 | 9.618.494 | 8.831.161 | 103.777.228 | 122.729.879 | 47.541.295 | 55.527.956 | 1.887.226 | 1.927.989 | - | - | 163.123.897 | 213.666.598 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | - | 22.111.846 | - | - | - | - | - | - | 1.402.580 | 1.739.543 | - | - | 1.402.580 | 23.851.389 |
| PATRIMONIO NETO | 1.112.657.590 | 1.223.640.475 | 28.257.074 | (62.993.481) | 930.391.671 | 1.147.964.401 | 525.637.413 | 486.519.102 | 329.864.818 | 294.548.909 | - | - | 2.926.808.566 | 3.089.679.406 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 1.112.657.590 | 1.223.640.475 | 28.257.074 | (62.993.481) | 930.391.671 | 1.147.964.401 | 525.637.413 | 486.519.102 | 329.864.818 | 294.548.909 | - | - | 2.926.808.566 | 3.089.679.406 |
| Capital emitido | 367.928.682 | 367.928.682 | 47.061.353 | 61.605.286 | 312.041.595 | 398.597.876 | 2.953.410 | 3.367.331 | 130.666.525 | 40.732.177 | - | - | 860.651.565 | 872.231.352 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 1.225.045.537 | 1.227.190.356 | (20.697.376) | (127.076.910) | 82.104.937 | 135.984.405 | 104.750.330 | 34.989.277 | 23.507.886 | 113.007.763 | - | - | 1.414.711.314 | 1.384.094.891 |
| Primas de emisión | 566.302 | 566.302 | - | - | - | - | 2.981.182 | 3.398.995 | - | - | - | - | 3.547.484 | 3.965.297 |
| Otras reservas | (480.882.931) | (372.044.865) | 1.893.097 | 2.478.143 | 536.245.139 | 613.382.120 | 414.952.491 | 444.763.499 | 175.690.407 | 140.808.969 | - | - | 647.898.203 | 829.387.866 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 1.531.004.808 | 1.541.234.585 | 634.853.693 | 814.216.073 | 2.315.945.976 | 2.460.970.620 | 1.055.327.964 | 1.183.232.390 | 792.229.768 | 730.818.485 | (4.417.595) | (13.369.202) | 6.324.944.614 | 6.717.102.951 |

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

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

36.1 Garantías directas.

| Acreedor de la Garantía | Deudor | | Tipo de Garantía | Activos Comprometidos | | | Saldo pendiente al | | | Liberación de garantías | | | | | |
|---|------------------|----------|----------------------------------|-----------------------|--------|----------------|--------------------|-------------|-------------|-------------------------|---------|------|---------|------|---------|
| | Nombre | Relación | | Tipo | Moneda | Valor Contable | Moneda | dic-15 | dic-14 | 2015 | Activos | 2016 | Activos | 2017 | Activos |
| Mitsubishi | Endesa Costanera | Acreedor | Prenda | Ciclo combinado | M\$ | 10.804.894 | M\$ | 35.254.202 | 73.177.119 | - | - | - | - | - | - |
| Credit Suisse First Boston | Endesa Costanera | Acreedor | Prenda | Ciclo combinado | M\$ | 3.098.134 | M\$ | 1.183.600 | 3.033.750 | - | - | - | - | - | - |
| Citibank N.A. | Endesa Argentina | Acreedor | Prenda | Depósito de dinero | M\$ | 435.681 | M\$ | 435.681 | 702.470 | - | - | - | - | - | - |
| Citibank N.A. / Santander Río | Edesur | Acreedor | Prenda | Depósito de dinero | M\$ | - | M\$ | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Deutsche Bank / Santander Benelux | Enersis S.A. | Acreedor | Cuenta de depósitos | Cuenta de depósitos | M\$ | 11.930.477 | M\$ | 40.354.434 | 50.509.024 | - | - | - | - | - | - |
| Varios Acreedores | Ampla S.A. | Acreedor | Prenda sobre recaudación y otros | Cobranzas Ctes. | M\$ | 13.927.500 | M\$ | 158.335.127 | 161.031.458 | - | - | - | - | - | - |
| Varios Acreedores | Coelce S.A. | Acreedor | Prenda sobre recaudación y otros | Cobranzas Ctes. | M\$ | 8.536.202 | M\$ | 60.265.158 | 77.294.260 | - | - | - | - | - | - |
| Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social | Cien | Acreedor | Hipoteca, Prenda y otros | Cobranzas Ctes. | M\$ | 130.927 | M\$ | 3.944.953 | - | - | - | - | - | - | - |

Al 31 de diciembre de 2015 Enersis Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 35.079.484.027, de los cuales M\$ 24.532.787.202 corresponden a operaciones continuadas (M\$ 33.344.231.316 al 31 de diciembre de 2014).

36.2 Garantías Indirectas.

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

36.3 Litigios y arbitrajes.

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

a) Operaciones Continuas

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 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\$928.091.031.753); 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\$226.385.230.896); 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\$72.553.271.279) para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

2.- En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante

interpuso un nuevo recurso (“de Agravo Regimental”) ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un “Mandado de Segurança”, asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. 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, pendientes de resolverse. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.344 millones (aprox. M\$ 244.430.592).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) -Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015 Ampla ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. 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 aprox. R\$ 63.678.286 (aprox. M\$ 11.581.042).

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio

suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M\$ 36.373) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. Con fecha 1 de junio 2015 se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R\$ 80.000 (aprox. M\$ 14.534) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R\$ 95.465.103 (aprox. M\$ 17.362.047) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$ 374.014.593 (aprox. M\$ 68.021.285).

5.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya

que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$149 millones (aprox. M\$ 27.098.332).

6.- Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla, que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla, declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 167 millones (aprox. M\$ 30.371.956).

7.- En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración (“Embargo de Declaración”) presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). En abril 2014, Ampla

presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Es importante señalar que la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). Se espera la decisión de primera instancia judicial. La cuantía asciende a R\$1.128 millones (aprox. M\$ 205.147.104).

8.- Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de Litigio año 2005 y 2006: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa y está pendiente su decisión. Respecto del año 2010: El acta fue recibida en enero 2015 y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R\$123 millones (aprox. M\$ 22.369.764).

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 Río 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\$ 285 millones (aprox. M\$ 51.832.380).

10.- En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el

año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis Américas, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$179.581.359 (aprox. M\$ 32.660.102.) En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó “la ejecución anticipada de condena”, definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 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.

Se dictó fallo rechazándose la Apelación presentada por Coperva, que opuso Embargos de Aclaración, acerca de los cuales el tribunal no ha se manifestado a la fecha. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15,6 millones (aprox. M\$ 2.837.140). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$94.359.638 (aprox. M\$ 17.160.998). 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\$ 108.628.889 (aprox. M\$19.756.118) Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

11.- En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 21.399.857) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su

intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. El juicio no ha tenido movimiento alguno.

12.- En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 94.716.974), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio CIEN presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

13.- En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, COFINS y PIS, se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31/10/2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. Endesa Fortaleza había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de CGTF (Endesa Fortaleza) deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió un (Ley Administrativa) Nota técnica indica que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. El PIS y COFINS pagado en exceso bajo el régimen no acumulativo por CGTF y CIEN, entre noviembre de 2004 noviembre de 2005, generan créditos fiscales, que fueron utilizados para pagar otros impuestos debidos. Sin embargo, las autoridades fiscales en el 2009 rechazaron los procedimientos de compensación.

Adicionalmente, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo) Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente sólo respecto de octubre 2004. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Además, la segunda instancia administrativa falló a favor de Endesa Fortaleza 20 procedimientos de compensación que se refieren al mes de diciembre de 2005 y la autoridad tributaria apeló al Consejo Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$ 75 millones aprox. (aprox. M\$ 13.640.100).

14.- Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Endesa Brasil, ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Endesa Brasil (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$ 233 millones (aprox. M\$ 42.375.244).

15.- En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 675.000.000. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación. En junio de 2015 se dictó una resolución que ordenó la desvinculación de la EEB por efectos de un vicio nulidad así como la exclusión de aquellas entidades que

habían sido vinculadas por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca como demandados por ser contaminantes de las aguas del río Bogotá, lo que había sido confirmado por el Consejo de Estado. Contra esta decisión se interpuso recurso de reposición y, en subsidio, apelación. Pendiente la resolución de estos recursos.

16.- La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. E.S.P, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGESA. Emgesa S.A. E.S.P. ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. 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.

17.- 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 (aprox. M\$ 20.925.000).

18.- 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.

19.- 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\$ 21.407.126.), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa por \$ 14.432.754.679 (actualizados a mayor de 2014), (aprox. M\$ 3.247.369). 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.

20.- En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de CODENSA por la cual los demandantes pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, CODENSA procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se encuentra pendiente se dicte el auto de pruebas. La cuantía estimada es de aprox. 337.626.840.000 pesos colombianos (aprox. M\$ 75.966.039).

21.- 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. (aprox. M\$ 36.675.000)

22.- 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 la 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 el TF remita el expediente a la SUNAT para que ésta última recalculé la deuda de acuerdo al criterio establecido

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 rindió Informe oral al TF y se presentó los alegatos de cierre. En relación al Informe Oral, Edegel presentó nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la "parte que se perdería" de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede señalar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. En diciembre 2014, el TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel. Se espera que el TF remita el expediente a la SUNAT para que haga el recalcule de la deuda según el criterio establecido. La Cuantía total S./ 63.944.287 (aprox. M\$ 13.305.207) , que se desglosa en Cuantía Activa S/ 59.819.819 (Aprox. M\$ 12.447.008) y Cuantía Pasiva: S/ 4.124.468 (aprox. M\$ 858.198).

b) Operaciones Discontinuas

1.- En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Endesa Chile, el Fisco y la Dirección General de Aguas (DGA), las cuales actualmente se substancian en un solo procedimiento judicial, solicitándose en ellas se declare la nulidad de derecho público de la Resolución de la DGA N° 134, que constituye en favor de Endesa Chile un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pihueico así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundadas en que la resolución mencionada cumple con todos los requisitos legales y que el ejercicio de este derecho no causa perjuicios a los demandantes, entre otros argumentos. La cuantía de estos juicios es indeterminada. Este juicio se encuentra acumulado con otros dos: el primero caratulado "Arrieta con Fisco y Otros" del 9° Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado "Jordán con Fisco y otros", del 10° Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida precautoria de prohibición de celebrar actos y contratos sobre los derechos de aguas de Endesa Chile, relacionados con el Proyecto Neltume. En cuanto al estado procesal, con fecha 25 de septiembre de 2014 el Tribunal dictó sentencia desfavorable a la compañía, que en lo medular declara ilegal el derecho de aprovechamiento constituido por Resolución DGA N° 134 y ordena su cancelación en el Registro de Propiedad de Aguas del Conservador de Bienes Raíces correspondiente. En su contra, Endesa presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes de vista.

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

3.- En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, alegando una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 y sus resoluciones complementarias y aclaratorias, que califican ambientalmente el "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina". Las alegadas infracciones dicen relación con el canal de descarga del sistema de refrigeración, el inoperativo el Desulfurizador de Bocamina I, la no remisión de información, superar el límite CO para Bocamina I impuesto para Bocamina II durante el mes de enero 2013, fallas en el cierre acústico perimetral de Bocamina I, emisión de ruidos y no contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa Chile presentó un programa de cumplimiento, el cual no fue aprobado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos infracciones a los cargos ya formulados. Endesa Chile ha presentado su defensa, en diciembre de 2013, en la cual reconoce parcialmente algunas de estas infracciones (con el objeto de acogerse al beneficio de reducción de un 25% de la multa, en caso de reconocimiento) oponiéndose al resto. Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8640,4 UTA. En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que con fecha 27 de marzo de 2015 dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, la compañía dedujo recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que fue rechazado, confirmándose la sanción impuesta. A la fecha, dicho monto ya se encuentra pagado.

4.- Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones recíprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$ 72.275.000, equivalentes a aprox. M\$ 51.326.814.- por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

En cuanto al estado procesal, la demanda fue notificada con fecha 3 de julio de 2014. Con fecha 8 de agosto de 2014 Collahuasi contestó la demanda de Celta, e interpuso demanda reconvenzional en su contra. En ella, Collahuasi solicita al Tribunal declarar que Celta ha infringido la prohibición de invocar como precedente lo acordado en las modificaciones a los contratos de suministro de 2009, reservándose el derecho de discutir y probar el monto de los perjuicios. Con fecha 26 de agosto de 2014 Celta presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvenzional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su dúplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenzional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su dúplica a la demanda reconvenzional. Adicionalmente el Juez Árbitro formuló un cuestionario con preguntas a cada parte por separado y también con preguntas comunes.

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario. El Juez Árbitro ha entregado a las partes una base de acuerdo para estudio.

5.- Enersis Américas, Impuesto Adicional de los accionistas no domiciliados ni residentes en Chile. En septiembre de 2012, Enersis Américas S.A. 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 Américas 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 Américas 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 Américas 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 Américas: 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 Américas. 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 Américas. 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 Américas, 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 Américas presentó sus pruebas y el TTA las tuvo por presentadas. Con fecha 31 diciembre 2015, se dictó fallo desfavorable a Enersis Américas. La sentencia fue notificada por carta certificada despachada con fecha 4 enero 2016. Enersis Américas apeló para ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Cuantía M\$ 45.566.682.-

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.

36.4 Restricciones financieras.

Diversos contratos de deuda de la sociedad, como de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas y negativas que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enersis Américas y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 y Enersis Américas en abril de 2013, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enersis Américas o Endesa Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas se cerraron anticipadamente el 18 de enero de 2016, y desde su suscripción, no fueron desembolsadas. Se está negociando la contratación de nuevas líneas de crédito y se espera suscribirlas durante febrero 2016 bajo similares condiciones contractuales que las anteriores considerando la nueva estructura societaria. La línea de crédito internacional de Endesa Chile bajo ley del

Estado de Nueva York, suscrita en julio 2014 y que expira en julio de 2019, tampoco hace referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Endesa Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de períodos de gracia (si existieran en el contrato en incumplimiento), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

En los bonos de Enersis Américas y Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission (“SEC”) de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados “Yankee Bonds”, el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis Américas ni de Endesa Chile. Los Yankee Bonds de Enersis Américas vencen en 2016 y 2026 mientras que los Yankee Bonds de Endesa Chile vencen en 2027, 2024, 2037 y 2097. Para el caso del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Los bonos de Enersis Américas y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas, en el caso de Enersis Américas y los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas en el caso de Endesa Chile. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

2. Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.) y en algunos casos siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones. La mayoría de los covenants financieros que mantiene el Grupo Enersis limitan el nivel de endeudamiento y evalúan la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda y contrato.

El bono local Serie B2 de Enersis 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 diciembre de 2015, el Patrimonio Total de Enersis Américas fue de \$ 8.189.808 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 diciembre de 2015, la Razón de Endeudamiento fue de 0,89.
- 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 diciembre de 2015, la relación mencionada fue de 1,88.

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

Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Enersis Américas era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales cerradas anticipadamente el 18 de enero de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,19.

- Patrimonio Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$ 761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2015, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Endesa Chile fue de \$ 2.648.190 millones.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al periodo de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2015, la relación mencionada fue de 8,21.
- Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas: Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis Américas; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis. Al 31 de diciembre de 2015, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 341,86 millones, indicando que Enersis Américas es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

Serie M

- Nivel de Endeudamiento Consolidado: Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2015, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,19.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

Además, el resto de la deuda, así como las líneas de crédito no desembolsadas de Endesa Chile incluyen otros covenants como razón de apalancamiento y capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), mientras que los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

En el caso de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a las líneas de crédito bajo ley chilena cerrada anticipadamente el 18 de enero de 2016.

En Perú, la deuda de Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente a contratos de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyos vencimientos es en junio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 3era Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018. Por su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2015, el covenant financiero de Ampla Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al financiamiento con el Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (“BNDES”), cuyo último vencimiento es en junio de 2021. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el BNDES, con vencimiento en junio de 2020. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón de Endeudamiento.

En Argentina, Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse First Boston International con vencimiento en febrero de 2016. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2015, el covenant más restrictivo era la Razón de Endeudamiento del préstamo sindicado que vence en septiembre de 2016.

En Colombia, la deuda de Emgesa tiene un solo covenant que es el de Deuda Neta/EBITDA, correspondiente al crédito del Bank of Tokyo con vencimiento en junio de 2017. 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 diciembre de 2015, el covenant no se encontraba activo. Por su parte la deuda de Codensa no está sujeta

al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías no mencionadas en esta Nota.

Por último, en la mayoría de los contratos, el aceleramiento de la deuda por incumplimiento de estos covenants no se da en forma automática, sino que deben cumplirse ciertas condiciones, como el vencimiento de los plazos de cura establecidos en los mismos, entre otras condiciones.

Al 31 de diciembre de 2015 y 31 de diciembre de 2014, ni Enersis América ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestra filial argentina de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de diciembre de 2014.

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

Al 31 de diciembre de 2015, todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución y generación en Chile se han clasificado como activos y pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (Ver Nota 5.1).

36.5 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, FONINMEM 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 FONINMEM 2015-2018, comprometiéndose las Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a Definir (LVFVD) y/o las Acreencias devengadas o a devengarse durante todo el período comprendido entre febrero 2015 y diciembre 2018 inclusive no comprometidas previamente en programas similares junto con todas aquellas Acreencias, no utilizadas para

destinarlas al proyecto. Tanto la Secretaría de Energía como los agentes generadores que adhieren al Acuerdo se reservan el derecho de dar por resuelto de pleno derecho este Acuerdo si en los 90 días indicados en punto 9 del Acuerdo, no se suscriben los acuerdos complementarios respectivos.

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

No obstante lo anterior, nuestra filial argentina Central Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo que compromete a futuro la capacidad de seguir operando como empresa en funcionamiento y la recuperabilidad de los activos. Central Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

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

El procedimiento implica la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a la Sociedad conforme lo instruido mediante las notas S.E. N° 7594/2013 y N° 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. Desde de la transacción económica del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renuncia la Sociedad deberán ser aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la Sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a la Sociedad deberán ser acumuladas en una cuenta especial denominada "Cuenta Contratos de Disponibilidad". A los efectos de la instrumentación de las condiciones establecidas previamente, la Sociedad debía suscribir con CAMMESA, las adendas respectivas a los contratos.

El 3 de julio de 2015 la Sociedad firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos combinados y Turbopapor. 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 pesos argentinos 14.418.986 (M\$ 1.020.869) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos / gastos operativos de pesos Argentinos 59.225.685 (M\$ 4.193.197).

- 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 Combinado 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 pesos argentinos 1.323.430.283 (M\$ 93.699.288 en Chocón, pesos argentinos 129.092.580 (M\$ 9.139.796) en Costanera y pesos argentinos 546.902.547 (M\$ 38.720.876) en Dock Sud.
- 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 pesos argentinos 49.797.906 (M\$ 3.525.708) en 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 pesos argentinos 493.816.698 (M\$ 34.962.380) en Chocón, pesos argentinos 43.989.703 (M\$ 3.114.485) en Costanera y pesos argentinos 218.604.914 (M\$ 15.477.298) en Dock Sud.
- 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 Nº 25.561, el Decreto Nº 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 Nº 53/03 que modificó el Decreto Nº 410/02 incorporando un inciso j) en su artículo primero. Mediante esta norma se exceptúa de la "pesificación" a la obligación de dar sumas de dinero en moneda extranjera de los estados provinciales, municipalidades, empresas del sector público y privado al Gobierno Nacional originada en préstamos subsidiarios o de otra naturaleza y avales, originariamente financiados por organismos multilaterales de crédito, u originados en pasivos asumidos por el Tesoro Nacional y refinanciados con los acreedores externos.

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

El 30 de mayo de 2011, la Sociedad canceló la última cuota de capital del préstamo y notificó dicha circunstancia a la Secretaría de Energía y a la Secretaría de Finanzas y, si bien a la fecha de emisión de los presentes estados financieros, la Secretaría de Energía no ha efectuado reclamo alguno por los pagos efectuados por 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, Costanera 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 Nº 2127/2015 adjuntando el Dictamen DGAJ Nº 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 por miles de pesos argentinos 4.973.261 (M\$ 352.108.462), que se encuentran expuestos en el estado del resultado integral de la siguiente manera: por el punto (i), 3.742.739 miles de pesos argentinos (M\$264.987.134) en la línea "Otros ingresos Res. SE N° 32/2015" y 9.101 (M\$ 644.354) en la línea "Ingresos financieros"; por el punto (ii), 479.833 miles de pesos argentinos (M\$ 33.972.330) entre los "Ingresos por servicios" (ventas de energía); y por los puntos (iii) y (iv), 741.588 miles 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 384.403 miles 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.

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

Asimismo, la Resolución 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.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa nuestra filial Endesa Chile, acogiendo algunas de las reclamaciones presentadas en contra de este proyecto. Como es de público conocimiento esta decisión fue recurrida ante los tribunales medioambientales de Valdivia y Santiago. El 28 de enero de 2015, se tomó conocimiento que se denegó parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante “Hidroaysén”) en el año 2008.

Endesa Chile ha manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, dada la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén, ya que depende tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no se está en condiciones de prever, por lo cual la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de MM\$69.066 (aproximadamente US\$ 121 millones). Ver nota 14.1.a).

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

37. DOTACIÓN.

La distribución del personal de Enersis Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2015 y 2014, era la siguiente:

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

| País | 31-12-2014 | | | | Promedio del período |
|--------------|-----------------------------------|--------------------------|----------------------|---------------|----------------------|
| | Gerentes y Ejecutivos Principales | Profesionales y Técnicos | Trabajadores y Otros | Total | |
| Chile | 101 | 2.113 | 310 | 2.524 | 2.503 |
| Argentina | 29 | 3.335 | 1.109 | 4.473 | 4.223 |
| Brasil | 28 | 2.395 | 272 | 2.695 | 2.648 |
| Perú | 18 | 792 | 141 | 951 | 944 |
| Colombia | 34 | 1.568 | 30 | 1.632 | 1.613 |
| Total | 210 | 10.203 | 1.862 | 12.275 | 11.931 |

Es importante destacar que las operaciones que Enersis Américas realiza en Chile, a contar del 1 de febrero de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Enersis Chile (ver nota 3.k, 5.1 y 41).

38. SANCIONES.

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

a) Operaciones Continuas

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\$ 1.287.437). 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\$ 1.539.588) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 83.651). 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\$ 150.638) y de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M\$ 270.846). 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\$ 581.906) 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\$ 1.469.062), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por \$ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 21.184.988).

- 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\$ 6.243) 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\$ 714.088).
- 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\$ 1.955.904), y con 11 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 19.853.878 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.081.245).
- 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\$ 573.626), 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\$ 191.941).
- 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\$ 1.995.769).
- 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\$ 652.954) y 5 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 7.093.752 pesos argentinos (aprox. M\$ 386.327). 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\$ 1.692.687) y 1 sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de \$ 21.840.000 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.189.409). 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\$ 1.089). 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\$ 599). 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\$ 163).
- Durante el año 2015 no se registran sanciones de autoridades administrativas.

3.- Central 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\$ 2.560.). 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\$ 2.777). 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 Central Costanera una multa de \$ 58.479,75 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.185) y dispuso el pago de una diferencia de tributos de \$ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M\$ 531) , 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\$ 43), 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\$ 174), 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\$ 300) 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\$ 2.918), siendo abonado por Yacylec S.A. durante el 2014 el monto de \$1.668 pesos argentinos (aprox. M\$ 91), 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\$ 12.631), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$ 321.254 pesos argentinos (aprox. M\$ 17.496) 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\$ 1.423), a la fecha fueron trasladadas a cobro por Transener a Yacylec S.A. sanciones por un importe de \$17.313 pesos argentinos (aprox. M \$943) 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\$ 277), y \$12.235 pesos argentinos (aprox. M\$ 666.), 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\$ 2.096), siendo abonado por TESA S.A. durante el 2014 el monto de \$ 46.072,38 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.509), 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\$ 862), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 17.951 pesos argentinos (aprox. M\$ 978) 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\$ 931), a la fecha fueron abonadas por TESA por un importe de \$ 21.087 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.148) 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\$ 430), 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\$ 617).
- 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\$312.), 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\$446).
- 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\$ 1.885), a la fecha fueron abonadas por CTM por un importe de \$ 44.749 pesos argentinos (aprox. M\$2.437) 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\$ 5.421.624). 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\$ 26.116). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 647.049), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 384.215).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales* (aprox. M\$ 21.861). 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\$ 12.060). (*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 13.899).
- 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\$ 4.407). 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\$ 3.790), 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\$ 5.223.165). 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\$ 929.563). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 7.239.350), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 652.068). Existen pendientes de análisis 2 recursos presentados por Ampla en contra sanciones de 2013.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263* (aprox. M\$ 62.020). 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\$ 355). 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\$ 27.771). 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\$ 15.320).
(*) 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\$ 514.291), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.513). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.885), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 61,74 (aprox. M\$ 48), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado (aprox. M\$ 495).
- 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\$ 97.689). Los recursos presentados por Ampla fueron parcialmente aceptados y el valor de las sanciones han sido reducidos para €101.173 (aprox. M\$ 78.178). 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\$ 5.210.872) , por los cuales ha pagado €974.291 (aprox. M\$ 752.847). 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 Medioambiente y ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Niterói y Secretaria Municipal de Medio Ambiente de Angra dos Reis, siendo 8 advertencias y 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\$ 152.659) . 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\$417) 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 Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía

en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de €80.263* (aprox. M\$ 62.020) . 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\$ 355) 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\$ 1.366.157). 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\$ 512.718). 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\$ 1.810) 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\$ 48), los demás aún no han sido juzgados.

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\$ 6.343.078). 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\$ 71.861). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 9.786.403), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 128.658) y aún no tenemos decisión final en 16 de ellas.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En el año 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 3.971). 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\$ 2.892). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 2.356), 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\$ 1.763). 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\$ 6.724.745.). Coelce ha pagado € 16.319 (aprox. M\$ 12.610) 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\$ 8.452.124). 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\$ 1.096.140).
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 24.743 (aprox. M\$ 19.119), 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\$ 721). 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\$ 5.579). 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\$ 2.477) 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\$ 1.945.441) en contra han sido presentados recursos. Dos de los cuatro recursos han sido juzgados y Coelce ha pagado € 85.593 (aprox. M\$ 66.139) 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\$ 6.704.180). Coelce ha pagado € 16.270 (aprox. M\$ 12.572) 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\$ 4.177). 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\$ 1.274.848) . Coelce ha pagado € 7.407 (aprox. M\$ 5.723) 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\$ 20.471), 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\$ 5.312) 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.

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

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 5.845). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no fue sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.100 (aprox. M\$ 7.804). CIEN interpuso recurso que fue aceptado, la multa fue anulada por el órgano juzgador.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. \$ 48) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).
- En 2014 y 2015, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora.
- En 2015, la sociedad no ha sido sancionada. En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. M\$ 48) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado.
- En los años de 2014 y 2015, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales).

11.- Edelnor S.A.A.

- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/. 1.861,63 (aprox. M\$ 387) 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\$ 529.380).
- 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\$ 863.611), fecha en la que Edelnor S.A.A. efectuó el pago de las mismas aplicando un régimen de rebaja. Sin perjuicio de ello, Edelnor S.A.A. interpuso recurso de apelación, el cual, al 31 de diciembre 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\$ 419.351).
- 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 diciembre de 2015 de S/. 61.123 (aprox. M\$ 12.718). 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\$ 308.234).
- 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\$ 335.522) , acogiéndolas a un régimen de gradualidad vigente. No obstante el pago efectuado, Edelnor ha impugnado dichas Resoluciones de Multa, cuya reclamación al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2015 es de S/. 23.642 (aprox. M\$ 4.919). 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\$ 1.582) 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\$ 41.811) 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\$ 8.469) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$ 22.071) 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\$ 2.029.959). 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\$ 100.106) 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\$ 94) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 71).
- 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\$ 847) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de las Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 635).
- 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\$ 7.699) (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\$ 366.051). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2015 de S/. 15.721,523 (aprox. M\$ 3.271). 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\$ 297), 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\$ 431).
- 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\$ 65.591). 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\$ 609).
- 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\$ 205.310) 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 31 de diciembre de 2015 es de S/. 85.695 (aprox. M\$ 17.831). 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\$1.857) 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 artículos 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\$ 2.957); y vinculadas con la menor determinación de saldo a favor del Impuesto a la Renta por el ejercicio 2010, actualizada al 31 de diciembre de 2015, la misma que asciende a S/ 17.103.702 (aprox. M\$ 3.558.853). 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\$ 1.458) 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\$ 3.303) (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\$ 143.884) 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\$ 32.466). 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\$ 770) (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\$ 577) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- Con fecha 10 de abril de 2014, mediante Resolución N° 233-2013-OEFA/DFSAI/SDI, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) inició contra Empresa Eléctrica de Piura S.A. un

procedimiento administrativo sancionador por haber omitido información en la presentación de sus informes respecto de las emisiones gaseosas en el Informe Anual de Gestión 2011. Con fecha 8 de mayo de 2015, mediante Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAI, se declaró la existencia de responsabilidad administrativa de Empresa Eléctrica de Piura S.A. en la infracción mencionada. No se impuso sanción ni medida correctiva al haberse subsanado dicha infracción. Con fecha 22 de junio de 2015, se notificó a Empresa Eléctrica de Piura S.A. que la Resolución Directoral N° 438-2015-OEFA/DFSAI quedó consentida.

- En noviembre de 2014, Banco de Crédito del Perú S.A., con quien Empresa Eléctrica de Piura S.A. suscribió un contrato de leasing referido al Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Malacas – TG5, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2015 de S/. 9.988.586 (aprox. M\$ 2.078.375). 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\$ 124.650), 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) 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\$ 76.554), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, al 31 de diciembre 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\$ 791) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a los establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 385) (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. \$ 2.518), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 10.154).
- 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\$ 127.631), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual,

Chinango S.A.C. interpuso recurso de apelación en enero de 2015, el cual, al 31 de diciembre 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 31 de diciembre de 2015 es de S/.79.857 (aprox. M\$ 16.616). 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\$ 296). En octubre de 2015, Chinango procedió al pago de la deuda antes mencionada acogiénola 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 31 de diciembre de 2015, la misma que asciende a S/ 66.911 (aprox. M\$ 13.923).

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.**

17.- Codensa

- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col\$ 167.743.200 (aprox. M\$ 40.801) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS. **Terminada y pagada.**
- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col\$ 22.668.000 (aprox. M\$ 5.514), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades. **Terminada y pagada.**
- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col\$ 77.814.500 (aprox. USD 30.539), por infringir el reglamento de operación en cuanto al tiempo de maniobras TAPS. Mediante resolución 2014240005655 del 07 de marzo de 2014 la SSPD confirmó la sanción señalando que CODENSA SA ESP infringió el reglamento de operación, toda vez que superó el tiempo máximo permitido en la regulación. **Terminada y pagada.**

- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), impuso sanción a CODENSA de Col\$ 127.332.000. (aprox. USD 49.973), por falla en la prestación del servicio-incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998. **Terminada y pagada.**
- El 16 de julio de 2014 mediante la Resolución N° 20142400025295 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) confirmó sanción a Codensa por Col \$13.558.500 (aprox. USD 5.321), por incumplimiento de la Resolución Creg.097 de 2008, toda vez que no acreditó dentro del plazo previsto (6 de abril de 2010) el cumplimiento de los requisitos para dar inicio a la aplicación del esquema calidad en el servicio. **Terminada y pagada.**
- 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 VEINTE MILLONES SESICIENTOS DIECINUEVE MIL DOSCIENTOS PESOS CON CERO CENTAVOS (\$20.619.200,00), 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.

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\$ 521), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010 y que de acuerdo con las resoluciones 6051 de 2007 y 759 de 2010 debe reportarse en el mes de febrero de 2011. La sanción fue pagada el 14 de febrero de 2014. **Terminada y pagada.**

b) Operaciones Discontinuas

1.- Endesa Chile

- En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta. **Terminada y pagada.**
- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada una, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básica en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.626.
- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto

de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comentario. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central.

Endesa presentó dentro de plazo, un programa de cumplimiento, el que fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la SMA reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados (Incumplimiento de la RCA N° 206/2007, considerada como infracción grave y, no cumplir con el requerimiento de información efectuado en Ord. UIPS N° 603, que formula cargos, considerada como infracción grave.

Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA (aprox. M\$ 4.537.247). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que, con fecha 27.03.2015 el Tribunal dictó sentencia que anula parcialmente la sanción impuesta por la Superintendencia de Medio Ambiente, ordenándole considerar las agravantes acreditadas en relación al cálculo de la multa impuesta. En contra de dicha resolución, las partes presentaron recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, la que finalmente desechó el recurso de Endesa, confirmando la multa impuesta por la SMA. **Multa pagada.**

- Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M \$2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante.
Terminada y pagada
- Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar. Multa pagada en el tribunal competente.
Terminada y pagada.
- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.599) a Endesa, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos.
Terminada y pagada
- En el mes de julio de 2014 la Dirección del Trabajo de Coronel multó a Endesa por una serie de infracciones a la legislación laboral relativa a funcionarios que prestan servicios en dependencias de la Central Bocamina. Las infracciones sancionadas son: i) Exceder el máximo de 2 horas extraordinarias por día; ii) no otorgar descanso los días domingos; iii) llevar incorrectamente el registro de asistencias; iv) exceder el máximo de 10 horas de jornada de trabajo. La multa impuesta por cada una de las infracciones detectadas alcanzó la suma total de \$10.122.720, suma que la compañía pagó íntegramente.
Terminada y pagada.
- Por resolución de la Inspección del Trabajo N° 1209/15/16, se impuso a Endesa una multa de \$2.594.400.- por no dar cumplimiento a las resoluciones DT que autorizan una distribución excepcional de la jornada de trabajo. **Multa pagada.**
- Por Resolución del SEREMI de Salud del Biobío N° 158s3890, de 25 de septiembre de 2015, se impuso a Endesa una multa de 500 UTM (aprox. M\$ 22.122), por la supuesta infracción consistente en no fiscalizar la entrega de materiales de seguridad para el retiro de asbesto, en forma personal a cada trabajador, y no en charlas grupales. El reproche no tiene sustento en ninguna disposición legal, razón

por la cual Endesa presentó recurso de reposición administrativa, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

2.- Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

- Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54 de la Ley 18.046, “sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria, balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad”, resolviendo lo siguiente:

Aplíquese a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General señor Lucio Castro Márquez, la sanción de Multa ascendente a U.F. 150, cada uno, por infracción a lo dispuesto en los artículos N°54 de la Ley N°18.046 y al artículo N°61 del Reglamento de Sociedades Anónimas vigente a la época de los hechos sancionados.

La sanción se aplicó como consecuencia de una denuncia efectuada por Inversiones Tricahue S.A. en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., basada en el hecho que el día 24 de abril de 2012, se constituyó el Gerente de la denunciante en las oficinas de Pehuenche, para examinar los libros de actas del directorio de la sociedad, y manifiesta que le impusieron como condición previa firmar una carta de confidencialidad e indemnidad a favor de Pehuenche, lo que estima ilegal y arbitrario.

Con fecha 24 de agosto de 2012, la denunciante Inversiones Tricahue S.A., había retirado la denuncia formulada en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..

A su vez, la Compañía y su Gerente General, respectivamente, ejercieron la acción del artículo N°30, del Decreto Ley N°3.538, en forma y plazo, reclamando ante la Justicia Ordinaria en contra de la resolución de la SVS, para obtener su revocación.

Finalmente, con fecha 20 de mayo de 2014, el Tribunal conociendo del reclamo interpuesto, dictó sentencia que revoca la sanción aplicada, por carecer ésta de fundamentos.

Terminada.

3.- Chilectra S.A.

- Durante el ejercicio 2013, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 7 multas por un monto de M\$ 227.507.
- Durante el ejercicio 2014, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 8 multas por un monto de M\$ 459.453.
- Al cuarto trimestre de 2015 la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) ha impuesto 5 sanciones a Chilectra S.A. por los siguientes montos: (i) M\$ 778.320.-; (ii) M\$ 1.327.-; (iii) M\$1.769.720.-; (iv) M\$797.007.-; y (v) M\$ 1.600.893.- Dichas sanciones han sido reclamado ante la autoridad y los tribunales de justicia.

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

39. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2015, 2014 y 2013, son los siguientes:

| Compañía que efectúa el desembolso | Nombre del Proyecto | Descripción en Medio Ambiente | Estado del proyecto [Terminado, En proceso] | 31-12-2015 M\$ | | | | | 31-12-2014 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 | 135.659 | 135.659 | - | - | - | 135.659 | - |
| | Manejo ambiental HIDRA | Plan manejo ambiental centrales | En proceso | 45.987.062 | 45.987.062 | - | 72.259.750 | 31-12-2020 | 118.246.812 | 45.490.454 |
| EDEGEL | Actividades de prevención | Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales | Terminado | 100.570 | - | 100.570 | - | 31-12-2015 | 100.570 | 76.405 |
| | Monitoreos ambientales | Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación | Terminado | 205.882 | - | 205.882 | - | 31-12-2015 | 205.882 | 156.570 |
| | Gestión de residuos | Manejo de residuos peligrosos | Terminado | 189.528 | - | 189.528 | - | 31-12-2015 | 189.528 | 206.909 |
| | Estudios ambientales | Estudios sobre aspectos ambientales | Terminado | 21.373 | - | 21.373 | - | 31-12-2015 | 21.373 | 16.722 |
| | Mitigaciones y restauraciones | Protección y recuperación del suelo y agua | Terminado | 2.549 | - | 2.549 | - | 31-12-2015 | 2.549 | 8.045 |
| | Compensaciones por impactos | Compensaciones, aumentos de áreas verdes | Terminado | 144.590 | - | 144.590 | - | 31-12-2015 | 144.590 | 6.823 |
| CHINANGO | Actividades de prevención | Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales | Terminado | 71.560 | - | 71.560 | - | 31-12-2015 | 71.560 | 5.974 |
| | Paisajismo y áreas verdes | Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor | Terminado | 8.487 | - | 8.487 | - | 31-12-2015 | 8.487 | 5.935 |
| | Monitoreos ambientales | Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación | Terminado | 277.223 | - | 277.223 | - | 31-12-2015 | 277.223 | 239.904 |
| | Gestión de residuos | Manejo de residuos peligrosos | Terminado | 34.960 | - | 34.960 | - | 31-12-2015 | 34.960 | 31.460 |
| EDESUR | Estudios ambientales | Estudios sobre aspectos ambientales | Terminado | 19.703 | - | 19.703 | - | 31-12-2015 | 19.703 | 5.229 |
| | Material contaminante | Manipuleo de material contaminante | En proceso | 44.281 | - | 44.281 | - | - | 44.281 | 18.018 |
| | Recuperación trafos | Proyecto inversión en medio ambiente | En proceso | 30.005 | 30.005 | - | - | - | 30.005 | - |
| CODENSA | Desmantelamiento pcbs | Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCbs | En proceso | 489.659 | 489.659 | - | - | - | 489.659 | 811.655 |
| | Nueva espeanza rescate arqueologico | Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza | Terminado | 458.328 | 458.328 | - | - | 31-12-2015 | 458.328 | 1.933.259 |
| | Nueva esperanza compensacion ambiental | Rescate de restos arqueologicos de cultura Herrera años a.c. en la ubicación donde se contruira la subetacion de Nueva Esperanza. | En proceso | 432.514 | 432.514 | - | - | - | 432.514 | - |
| Total | | | | 48.653.933 | 47.533.227 | 1.120.706 | 72.259.750 | | 120.913.683 | 49.013.362 |

| Compañía que efectúa el desembolso | Nombre del Proyecto | Descripción en Medio Ambiente | Estado del proyecto [Terminado, En proceso] | 31-12-2014 (Reexpresado) | | | | | 31-12-2013 (Reexpresado) | | |
|------------------------------------|---|--|---|--------------------------|-------------------|------------------|---------------------------|----------------------------------|--------------------------|----------------|-----------------------------------|
| | | | | M\$ | | | | | M\$ | | |
| | | | | Monto desembolsos | Monto Activado | Monto Gasto | Monto desembolso a futuro | Fecha estimada desembolso Futuro | Total desembolsos | Monto Gasto | Monto desembolso periodo anterior |
| EMGESA | Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo | Manejo ambiental construcción Central el Quimbo | En proceso | 38.445.602 | 38.445.602 | - | 7.044.852 | 31-12-2015 | 45.490.454 | - | 12.470.683 |
| | Manejo ambiental HIDRA | Plan manejo ambiental centrales | En proceso | 389.008 | 389.008 | - | - | - | 389.008 | - | - |
| EDEGEL | Monitoreos ambientales | Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales | Terminado | 156.570 | - | 156.570 | - | 31-12-2014 | 156.570 | 74.967 | 74.967 |
| | Gestión de Residuos | Manejo residuos peligrosos | Terminado | 206.909 | - | 206.909 | - | 31-12-2014 | 206.909 | 160.183 | 160.183 |
| | Estudios ambientales | Estudios Sobre aspectos ambientales | Terminado | 16.722 | - | 16.722 | - | 31-12-2014 | 16.722 | 56.975 | 56.975 |
| | Mitigaciones y restauraciones | Protección y recuperación de suelo y agua | Terminado | 8.045 | - | 8.045 | - | 31-12-2014 | 8.045 | - | - |
| | Compensaciones por impactos | Compensaciones, aumentos de áreas verdes | Terminado | 6.823 | - | 6.823 | - | 31-12-2014 | 6.823 | - | - |
| | Paisajismo y áreas verdes | Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor | Terminado | 177.830 | - | 177.830 | - | 31-12-2014 | 177.830 | - | - |
| | Actividades de prevención | Protección de la Biodiversidad del medio ambiente, tratamiento aguas residuales | Terminado | 76.405 | - | 76.405 | - | 31-12-2014 | 76.405 | 125.841 | 125.841 |
| CHINANGO | Actividades de prevención | Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales | Terminado | 5.974 | - | 5.974 | - | 31-12-2014 | 5.974 | - | 91.879 |
| | Paisajismo y áreas verdes | Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor | Terminado | 5.935 | - | 5.935 | - | 31-12-2014 | 5.935 | - | - |
| | Monitoreos ambientales | Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación | Terminado | 239.904 | - | 239.904 | - | 31-12-2014 | 239.904 | - | 54.855 |
| | Gestión de residuos | Manejo de residuos peligrosos | Terminado | 31.460 | - | 31.460 | - | 31-12-2014 | 31.460 | - | 117.212 |
| | Estudios ambientales | Estudios sobre aspectos ambientales | Terminado | 5.229 | - | 5.229 | - | 31-12-2014 | 5.229 | - | 41.691 |
| | Mitigaciones y restauraciones | Protección y recuperación del suelo y agua | Terminado | 4.398 | - | 4.398 | - | 31-12-2014 | 4.398 | - | - |
| | Compensaciones por impactos | Compensaciones, aumentos de áreas verdes | Terminado | 49.390 | - | 49.390 | - | 31-12-2014 | 49.390 | - | - |
| EDESUR | Manipuleo de material contaminante | Manipuleo de material contaminante | En proceso | 18.018 | - | 18.018 | - | - | 18.018 | - | - |
| CODENSA | Desmantelamiento PCBs | Desmantelamientos con transformadores o residuos PCB | En proceso | 811.655 | - | 811.655 | - | - | 811.655 | - | 701.236 |
| | Nueva esperanza rescate arqueologico | Rescate de restos arqueologicos de cultura Herrera años a.c. en la ubicación donde se continuira la subetacion de Nueva Esperanza. | En proceso | 1.933.259 | 1.933.259 | - | - | - | 1.933.259 | - | - |
| Total | | | | 42.589.136 | 40.767.869 | 1.821.267 | 7.044.852 | | 49.633.988 | 417.966 | 13.895.522 |

40. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

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

| Estados financieros | 31-12-2015 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------------------|---------------|----------------------------------|------------------------|---|---------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|---------------|
| | Activos Corrientes MS | Activos No Corrientes MS | Total Activos MS | Pasivos Corrientes MS | Pasivos No Corrientes MS | Patrimonio MS | Total de Patrimonio y Pasivos MS | Ingresos Ordinarios MS | Materias primas y consumibles utilizados MS | Margen de Contribución MS | Resultado Bruto de explotación MS | Resultado de explotación MS | Resultado Financiero MS | Resultado antes de impuesto MS | Impuesto sobre la sociedad MS | Ganacia (Perdida) MS | Otro resultado integral MS | Resultado integral total MS | |
| Operaciones Continuas: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Inversiones Distritima S.A. | Separado | 18.246.316 | 50.156.404 | 68.402.720 | 325.792 | - | 68.076.928 | 68.402.720 | - | - | (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) | 91.536.126 | (27.924.718) | 63.610.408 | 6.877.338 | 70.487.746 |
| Endesa Argentina S.A. | Separado | 1.814.204 | 32.328.045 | 34.142.249 | 616.518 | - | 33.525.931 | 34.142.249 | - | - | (64.074) | - | 1.023.419 | 969.344 | (336.372) | 632.972 | (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 | 14.864.329 | 170.477.518 | 100.856.664 | (4.598.130) | 96.258.534 | 41.604.328 | 20.372.179 | (24.944.190) | 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 | (59.043.375) | 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) | - | 172.406 | 42.094.142 | (50.002) | 42.044.140 | 4.890.902 | 46.935.042 | |
| Edgegel S.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 | 164.344.998 | 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 | 8.369.365 | 40.621.719 | 71.344.553 | 120.335.637 | 39.114.967 | (8.235.270) | 30.879.697 | 26.280.872 | 23.095.212 | (1.057.861) | 22.037.351 | (6.827.522) | 15.210.089 | (708.295) | 14.501.794 |
| Enel Brasil S.A. | Separado | 110.127.302 | 736.398.772 | 846.526.074 | 51.310.987 | 15.859.063 | 779.356.024 | 846.526.074 | - | - | (21.299.666) | (21.417.232) | 26.840.323 | 122.982.000 | (8.959.080) | 114.022.920 | (194.845.796) | (60.822.876) | |
| Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. | Separado | 36.820.903 | 114.401.115 | 151.222.018 | 35.746.585 | 6.38.562 | 114.836.671 | 151.222.018 | 159.051.928 | (111.228.939) | 47.823.335 | 40.544.633 | 34.866.996 | 3.245.644 | 38.112.330 | (13.299.903) | 24.812.727 | (26.130.490) | (1.317.763) |
| Centrais Eléctricas 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 | 65.487.610 | (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 | 13.944.306 | 934.689 | 14.879.995 | 10.880.864 | 17.896.009 | (13.897.278) | 14.879.995 | 1.644.146 | - | 1.644.146 | 322.095 | 770.315 | (17.579.292) | (16.801.965) | (998.283) | 4.199.017 | (13.610.221) | |
| Compañía Energética Do Ceará S.A. | Separado | 267.538.669 | 569.364.164 | 836.902.833 | 219.528.371 | 223.842.286 | 393.332.176 | 836.902.833 | 810.184.252 | (581.689.470) | 228.494.783 | 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 | 5.603.633 | (3.041.559) | 2.562.075 | (614.126) | (782.696) | 136.846 | (645.850) | (735.808) | (1.381.657) | (163.062) | (1.544.719) |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía 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) | (13.026.593) | 2.147.615 | (10.878.978) | (139.016.506) | (149.895.484) |
| Inversora Codensa 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 |
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | Separado | 491 | 63 | 554 | 3 | - | 551 | 554 | - | - | (189) | - | (189) | - | (189) | (8) | (198) | (91) | (289) |
| Generalma, S.A.C. | 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 | 103.773.386 | (3.942.519) | 99.980.518 | (463.471) | 99.517.047 | (8.266.492) | 91.250.555 |
| Endesa Camsa, S.A. | Separado | 5.697.317 | 50.472.490 | 56.169.807 | 20.328.170 | 8.150.819 | 27.690.818 | 56.169.807 | - | - | (375.459) | (376.682) | (2.233.357) | (412.473) | (285.187) | (697.659) | 727.779 | 30.120 | |
| Grupo Dock Sud, 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) | (397.998) | (1.466.245) | (1.824.243) | (626.380) | (2.450.623) | |
| Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. | Consolidado | 46.722.732 | 126.188.103 | 172.910.835 | 25.736.485 | 67.304.445 | 79.869.905 | 172.910.835 | 69.962.810 | (43.265.695) | 26.697.115 | 14.806.941 | 3.309.477 | 53.770.197 | 57.229.446 | (18.102.752) | 39.126.694 | (24.156.874) | 14.969.820 |
| Grupo Distritima | 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 Enel Brasil | Consolidado | 116.371.663 | 675.858.105 | 792.229.768 | 182.540.953 | 269.823.997 | 329.864.818 | 792.229.768 | 562.046.426 | (379.015.102) | 183.031.324 | 138.377.938 | 107.705.092 | (15.813.466) | 92.489.133 | (28.191.648) | 64.297.545 | 7.349.620 | 71.647.165 |
| Grupo Enel Argentina | 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 | 2.016.488.933 | (1.385.921.254) | 630.567.680 | 383.960.818 | 238.408.123 | (36.592.448) | 195.064.201 | (76.715.148) | 118.349.053 | (370.529.946) | (252.180.893) |
| Grupo Generandes Perú | Consolidado | 120.047.319 | 808.405.916 | 928.453.235 | 126.541.945 | 229.436.392 | 572.474.898 | 928.453.235 | 382.452.709 | (151.046.058) | 231.406.651 | 190.593.564 | 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 | 173.863.474 | 115.955.351 | 169.292.654 | 458.911.479 | 140.398.933 | (9.172.466) | 131.226.467 | 70.334.513 | 47.291.348 | 117.190.764 | 165.754.140 | (56.407.124) | 109.347.016 | (50.970.094) | 58.376.922 |
| Operaciones Discontinuas: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Chilectra 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 | 5.886.878 | 1.305.133 | 59.485.364 | 66.377.375 | - | - | 8.660.778 | (397.888) | (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 | 1.407.824.879 | (1.061.507.980) | 346.316.998 | 225.230.207 | 143.639.730 | (126.334.330) | 246.255.963 | (33.824.204) | 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 | (28.569.812) | 164.619.793 | 159.244.283 | 150.616.199 | 2.049.116 | 152.664.315 | (34.647.895) | 118.016.421 | 33.258 | 118.049.647 |
| Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | Separado | 82.875.363 | 509.275.829 | 592.151.192 | 115.138.485 | 44.379.433 | 432.633.274 | 592.151.192 | 230.852.534 | (139.555.849) | 91.296.685 | 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 | (14.252.182) | 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 | 378.694.335 | 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 |

| 31-12-2014 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-----------------------|--------------------------|------------------|-----------------------|--------------------------|---------------|-------------------------------|------------------------|---|---------------------------|-----------------------------------|-----------------------------|-------------------------|--------------------------------|-------------------------------|----------------------|----------------------------|-----------------------------|--------------|--|
| Estados financieros | Activos Corrientes MS | Activos No Corrientes MS | Total Activos MS | Pasivos Corrientes MS | Pasivos No Corrientes MS | Patrimonio MS | Total de Patrimonio y Pasivos | Ingresos Ordinarios MS | Materias primas y consumibles utilizados MS | Margen de Contribución MS | Resultado Bruto de explotación MS | Resultado de explotación MS | Resultado Financiero MS | Resultado antes de impuesto MS | Impuesto sobre la sociedad MS | Ganacia (Perdida) MS | Otro resultado integral MS | Resultado integral total MS | | |
| Operaciones Continuas: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Inversiones Distritima S.A. | Separado | 15.272.519 | 48.854.638 | 64.127.157 | 76.273 | - | 64.050.884 | 64.127.157 | - | - | (12.705) | (12.705) | 1.212.945 | 18.308.552 | (361.797) | 17.946.755 | 2.959.052 | 20.905.847 | | |
| Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A. | Separado | 127.665.327 | 587.896.652 | 715.561.979 | 164.991.090 | 271.208.225 | 279.352.664 | 715.561.979 | 478.699.891 | (315.115.521) | 163.584.370 | 119.243.469 | 90.986.079 | (11.494.112) | 79.523.877 | (19.790.239) | 59.733.638 | 13.338.385 | 73.172.024 | |
| Endesa Argentina S.A. | Separado | 1.924.047 | 42.081.267 | 44.005.314 | 749.815 | - | 43.255.499 | 44.005.314 | - | - | - | (57.903) | (57.903) | 588.091 | 530.188 | (189.589) | 340.599 | (5.299.756) | (4.959.157) | |
| Central Costanera S.A. | Separado | 31.868.372 | 154.649.134 | 186.517.506 | 108.956.607 | 56.967.994 | 20.992.905 | 186.517.506 | 75.193.639 | (6.777.133) | 68.416.500 | 29.619.143 | 13.701.504 | 46.699.311 | 60.497.602 | (14.964.948) | 45.532.654 | 3.989.198 | 49.521.852 | |
| Hydroeléctrica El Chocón S.A. | Separado | 22.930.536 | 137.891.546 | 160.822.082 | 31.540.350 | - | 83.223.500 | 160.822.082 | 30.173.576 | (8.427.057) | 21.746.518 | 16.090.917 | 14.338.493 | 2.101.221 | 16.965.869 | (5.929.047) | 11.036.822 | (8.763.212) | 2.273.610 | |
| Empesa S.A. E.S.P. | Separado | 329.672.209 | 1.782.307.979 | 2.111.980.188 | 500.414.812 | 883.041.284 | 728.524.092 | 2.111.980.188 | 753.385.348 | (220.460.069) | 532.925.279 | 494.084.840 | 449.490.395 | (34.591.411) | 414.973.137 | (126.151.739) | 288.821.398 | (73.145.883) | 215.675.515 | |
| Generandes Perú S.A. | Separado | 3.473.185 | 219.325.990 | 222.799.175 | 3.148.425 | - | 219.850.750 | 222.799.175 | - | - | - | (116.329) | (116.329) | 2.240 | 46.503.610 | - | 46.503.610 | 12.303.660 | 58.807.290 | |
| Edgel S.A. | Separado | 110.164.628 | 720.449.664 | 830.614.292 | 85.724.692 | 235.667.176 | 509.222.424 | 830.614.292 | 319.346.826 | (127.881.082) | 191.465.744 | 161.105.457 | 121.654.584 | (6.281.794) | 131.544.215 | (25.400.816) | 106.139.399 | 23.688.400 | 129.827.799 | |
| Chinango S.A.C. | Separado | 6.439.096 | 111.912.667 | 120.351.763 | 7.433.439 | 39.382.244 | 73.536.080 | 120.351.763 | 34.656.130 | (6.061.046) | 28.595.084 | 23.773.307 | 19.619.464 | (987.683) | 18.631.781 | (3.620.360) | 15.011.421 | 3.041.428 | 18.052.849 | |
| Enel Brasil S.A. | Separado | 198.803.856 | 728.752.116 | 927.555.972 | 6.224.235 | 18.531.060 | 902.800.677 | 927.555.972 | - | - | (10.160.775) | (10.314.474) | 27.502.175 | 188.852.384 | (24.686.207) | 164.166.176 | 17.806.175 | 181.972.351 | | |
| Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A. | Separado | 87.327.393 | 134.284.880 | 221.612.273 | 63.772.100 | 746.476 | 157.093.697 | 221.612.273 | 210.793.165 | (158.318.428) | 52.474.737 | 43.685.496 | 36.994.098 | (427.163) | 36.566.936 | (12.676.193) | 23.890.743 | 3.336.545 | 27.227.288 | |
| Centrais Eléctricas Cachoeira Dourada S.A. | Separado | 47.664.376 | 100.003.024 | 147.667.400 | 37.718.953 | 1.171.987 | 109.776.560 | 147.667.400 | 158.955.069 | (72.988.916) | 85.976.152 | 79.533.209 | 6.953.799 | 79.806.309 | (7.617.686) | 71.188.623 | (212.540) | 70.976.083 | | |
| Compañía de Interconexión Energética S.A. | Separado | 44.361.955 | 230.817.235 | 275.179.190 | 107.201.716 | 6.527.878 | 161.449.596 | 275.179.190 | 67.700.329 | (3.343.111) | 64.357.217 | 54.518.387 | 40.083.633 | 13.131.369 | 53.215.002 | (19.092.627) | 34.122.374 | 2.426.463 | 36.548.837 | |
| Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. | Separado | 15.584.323 | 2.421.427 | 18.005.750 | 10.519.818 | 18.458.001 | (10.972.069) | 18.005.750 | 1.622.003 | - | 1.622.003 | 1.169.376 | 1.017.867 | (10.464.633) | (9.446.765) | (718.590) | (10.165.715) | 238.183 | (9.927.532) | |
| Compañía Energética Do Ceará S.A. | Separado | 268.129.640 | 669.313.258 | 937.442.898 | 167.577.487 | 341.179.908 | 428.685.503 | 937.442.898 | 876.944.301 | (606.422.198) | 270.522.103 | 171.230.201 | 117.379.884 | (68.220.958) | 49.158.296 | 8.091.449 | 57.250.375 | 6.084.384 | 63.334.759 | |
| EN-Brasil Comercio e Servicios S.A. | Separado | 6.136.466 | 1.893.079 | 8.029.545 | 5.162.409 | 2.266.733 | 600.403 | 8.029.545 | 5.537.295 | (2.649.496) | 2.887.799 | 611.350 | 508.118 | 262.046 | 770.164 | (754.491) | 15.673 | 56.856 | 72.529 | |
| Ampla Energia e Servicos S.A. | Separado | 320.891.004 | 1.104.657.097 | 1.425.548.101 | 215.091.583 | 589.157.241 | 621.299.277 | 1.425.548.101 | 1.092.281.884 | (707.301.383) | 384.980.502 | 257.576.731 | 183.845.670 | (106.657.268) | 77.188.402 | (26.650.546) | 50.537.856 | 6.281.883 | 56.819.739 | |
| Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. | Separado | 254.295.501 | 922.713.629 | 1.177.009.130 | 337.839.513 | 358.873.769 | 480.295.848 | 1.177.009.130 | 982.770.698 | (547.593.754) | 435.176.944 | 336.375.500 | 261.975.074 | (26.624.088) | 235.397.500 | (82.240.147) | 153.157.353 | (49.593.528) | 103.563.825 | |
| Invorsora Codensa S.A. | Separado | 853 | 72 | 925 | 86 | - | 839 | 925 | - | - | (49) | (49) | (49) | (8) | (54) | (111) | - | - | - | |
| Empresa Distribuidora Sur S.A. | Separado | 409.109.176 | 405.106.897 | 814.216.073 | 739.412.769 | 137.796.985 | (62.993.481) | 814.216.073 | 371.411.786 | (161.995.239) | 209.416.546 | (37.987.127) | (51.229.198) | (38.408.033) | (89.602.510) | 3.792.056 | (85.810.453) | (5.608.787) | (91.419.240) | |
| Generalisa, S.A.C. | Separado | 5.388.518 | 47.434.910 | 52.823.428 | 18.110.685 | 7.052.044 | 27.660.699 | 52.823.428 | - | - | (1.029.910) | (1.031.105) | (1.157.449) | - | (1.157.449) | 2.137.860 | 980.411 | - | - | |
| Endesa Cernsa, S.A. | Separado | 28.225.495 | 873.712 | 29.099.207 | 24.701.137 | - | 4.398.070 | 29.099.207 | 1.280.939 | (203.349) | 1.077.590 | (803.614) | (834.067) | 456.221 | (377.846) | 36.614 | (341.232) | (594.259) | (935.491) | |
| Invorsora Dock Sud, S.A. | Separado | 27.292.922 | 72.509.102 | 99.802.024 | 19.318.481 | 15.583.458 | 64.900.085 | 99.802.024 | 61.606.091 | (34.976.794) | 26.629.297 | 15.187.192 | 9.464.772 | (27.337.894) | (17.833.553) | (6.292.935) | (24.126.488) | 6.343.207 | (17.793.281) | |
| Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. | Consolidado | 43.338.030 | 80.659.964 | 123.998.794 | 13.222.522 | 47.895.051 | 62.281.221 | 123.998.794 | 50.848.925 | (20.916.046) | 29.932.879 | 23.494.631 | 17.583.296 | (5.309.890) | 12.282.291 | (3.168.090) | 9.086.201 | 4.030.841 | 13.117.042 | |
| Grupo Distritima | Consolidado | 142.931.833 | 587.896.652 | 730.818.485 | 165.061.351 | 271.208.225 | 294.548.909 | 730.818.485 | 478.699.847 | (315.115.521) | 163.579.326 | 119.230.764 | 90.973.374 | (10.281.167) | 80.724.117 | (20.152.036) | 60.572.081 | 14.254.102 | 74.826.183 | |
| Grupo Enel Brasil | Consolidado | 854.733.662 | 2.303.015.000 | 3.157.748.662 | 481.334.130 | 959.822.163 | 1.716.592.369 | 3.157.748.662 | 2.269.559.959 | (1.405.383.543) | 864.176.416 | 598.417.264 | 442.290.545 | (145.647.045) | 296.643.299 | (85.139.697) | 211.503.603 | 23.085.739 | 234.589.342 | |
| Grupo Generandes Perú | Consolidado | 121.446.538 | 816.077.565 | 937.524.103 | 95.676.185 | 275.049.420 | 566.798.498 | 937.524.103 | 353.794.700 | (133.734.610) | 220.060.090 | 184.762.435 | 141.157.719 | (7.267.237) | 140.375.290 | (29.025.176) | 111.350.114 | 23.873.097 | 135.223.211 | |
| Grupo Endesa Argentina | Consolidado | 56.074.841 | 297.050.238 | 353.125.079 | 104.459.888 | 101.749.459 | 110.915.732 | 353.125.079 | 105.265.323 | - | 90.061.127 | 45.630.444 | 27.960.381 | 49.186.700 | 77.616.469 | (21.104.876) | 56.511.593 | (5.660.609) | 50.850.984 | |
| Operaciones Discontinuas: | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Chilectra S.A. | Consolidado | 300.765.618 | 1.240.468.967 | 1.541.234.585 | 244.981.389 | 72.612.724 | 1.223.640.472 | 1.541.234.585 | 1.127.892.544 | (855.757.751) | 272.134.792 | 181.011.675 | 152.857.560 | 5.623.543 | 186.967.506 | (36.244.349) | 150.723.157 | (3.602.892) | 147.120.565 | |
| Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. | Consolidado | 47.631.734 | 12.103.210 | 59.734.944 | 3.605.662 | 526.608 | 55.602.674 | 59.734.944 | 12.596.339 | (2.146.800) | 10.449.539 | 5.567.964 | 5.359.685 | 587.792 | 27.044.615 | (3.029.840) | 24.014.775 | (39.600) | 23.975.175 | |
| ICT Servicios Informáticos Ltda. | Separado | 2.214.084 | 555.542 | 2.769.626 | 3.005.476 | 1.069.158 | (1.305.008) | 2.769.626 | 4.978.226 | - | 4.978.226 | (1.498.309) | (1.541.569) | 68.519 | (1.473.050) | 105.583 | (1.367.466) | (162.551) | (1.530.017) | |
| Empresa Nacional de Electricidad S.A. | Separado | 560.876.230 | 3.507.579.867 | 4.068.456.097 | 773.846.300 | 917.950.372 | 2.376.659.425 | 4.068.456.097 | 1.180.478.031 | (1.062.428.719) | 1.180.493.313 | 17.064.677 | (135.048.532) | (83.048.732) | 164.538.279 | 5.198.626 | 169.736.906 | (101.261.071) | 68.475.835 | |
| Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | Separado | 75.414.557 | 209.089.274 | 284.483.831 | 59.142.217 | 53.952.811 | 171.389.803 | 284.483.831 | 227.886.302 | (34.362.209) | 193.524.093 | 188.824.599 | 180.521.784 | 955.150 | 181.476.935 | (38.314.654) | 143.162.280 | (51.043) | 143.111.237 | |
| Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | Separado | 77.067.775 | 450.573.978 | 527.641.753 | 110.849.007 | 30.918.614 | 385.874.132 | 527.641.753 | 318.959.142 | (196.105.061) | 122.854.082 | 107.687.964 | 18.891.133 | 110.594.093 | (20.693.226) | 89.900.866 | (6.094) | 89.894.762 | | |
| Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A. | Separado | 19.183.735 | 7.107.942 | 26.291.677 | 3.709.123 | 1.789.703 | 20.792.851 | 26.291.677 | 10.484.635 | (3.751) | 10.480.884 | 9.152.206 | 6.547.832 | 82.925 | (6.830.757) | (800.038) | 5.830.719 | (12.156) | 5.818.563 | |
| Grupo Endesa Chile | Consolidado | 1.038.057.559 | 6.199.614.342 | 7.237.671.901 | 1.392.737.593 | 2.321.047.965 | 3.523.896.343 | 7.237.671.901 | 2.446.534.314 | (1.119.458.198) | 1.327.076.115 | 1.094.981.140 | 875.320.583 | (68.781.874) | 857.125.255 | (238.152.509) | 619.972.747 | (103.941.898) | 515.030.849 | |
| Grupo Inversiones Gasatamarca Holding Ltda. | Consolidado | 197.276.197 | 216.893.717 | 414.169.914 | 29.892.670 | 48.748.663 | 335.628.581 | 414.169.914 | 179.474.707 | (99.313.387) | 80.161.320 | 59.020.205 | 46.178.851 | (4.406.559) | 41.772.291 | (12.407.764) | 29.364.528 | 51.288.697 | 80.653.225 | |

41. HECHOS POSTERIORES.

ENERSIS AMÉRICAS

- Con fecha 29 de enero de 2016, en cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el pasado 18 de diciembre de 2015, (en adelante, la “Junta”), el Directorio de Enersis S.A. tomó conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Enersis y que, en consecuencia, dispuso el otorgamiento con fecha 29 de Enero de 2016 de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada “Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Enersis”.

En consecuencia y de conformidad a lo aprobado por la mencionada Junta, la división de Enersis S.A. tuvo efecto a partir del lunes 1 de febrero de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Enersis Chile S.A. (en adelante “Enersis Chile”) comenzó a existir y se verificó la disminución de capital y demás reformas estatutarias de la actual Enersis S.A., la que pasa a denominarse “Enersis Américas S.A.”.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, el Directorio de Enersis Chile procederá oportunamente a solicitar la inscripción de Enersis Chile y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Enersis S.A.. La distribución y entrega material de las acciones emitidas por Enersis Chile se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio de Enersis Chile, una vez materializada la inscripción de la misma y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país y cumplidos los requerimientos legales y normativos al efecto.

ENDESA

- Con fecha 8 de Enero de 2016, Endesa Chile informó en carácter de hecho esencial que finalizó la ocupación ilegal que, hasta esa fecha, tres personas realizaban sobre la primera torre de alta tensión que soporta los circuitos de 154 kv y 220 Kv, de propiedad de Transelec, que sirve a la central Bocamina, permitiendo la vuelta de la operación de la planta Bocamina en las horas siguientes, y que los efectos financieros que Endesa Chile ha debido soportar, con ocasión de los cortes de la transmisión de energía eléctrica de que fue objeto de esa ocupación ilegal, ascienden a la suma de US\$3.8 millones como pérdida de margen de contribución entre los días 23 de Noviembre de 2015 y 7 de Enero de 2016.

A nivel del sistema eléctrico, esta situación impacta al alza en los costos globales de suministro de la demanda, provocando un aumento de los precios spot y el uso anticipado de reservas hidroeléctricas, que en los próximos meses no estarán disponibles.

- Con fecha 29 de Enero de 2016, Endesa Chile informó en carácter de hecho esencial que con fecha 28 de enero de 2016, en cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile celebrada el pasado 18 de diciembre de 2015 (en adelante, la “Junta”), el Directorio de Endesa Chile, ha tomado conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Endesa Chile y que, en consecuencia, ha dispuesto el otorgamiento con esta misma fecha de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada “Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Empresa Nacional de Electricidad S.A.”.

En consecuencia, y de conformidad a lo aprobado por la mencionada Junta, la división de Endesa Chile tuvo efecto a partir del lunes 1° de febrero de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Endesa Américas S.A. comenzó a existir, se verificó la disminución de capital y las demás reformas estatutarias de Endesa Chile.

Adicionalmente, producto de la materialización de la división de Endesa Chile, en dicha fecha se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 577 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 120.299.000, aproximadamente) . Este impuesto, que se pagará durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Endesa Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. y se determina por la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, el Directorio de Endesa Américas, procederá oportunamente a solicitar la inscripción de Endesa Américas y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la SVS y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Endesa Chile. La distribución y entrega material de las acciones emitidas por Endesa Américas S.A. se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio de Endesa Américas S.A., una vez materializada la inscripción de la misma y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país, y cumplidos los requerimientos legales y normativos al efecto. El monto de capital asignado a Endesa Américas asciende a M\$ 778.936.764.

CHILECTRA

- Hecho esencial enviado con fecha 29 de enero de 2016.

Con esta misma fecha se otorgó la “Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Chilectra”, en virtud de la cual se declaró y dejó constancia del cumplimiento íntegro de la condición suspensiva a la cual se encontraba sujeta la división de la Sociedad acordada en junta extraordinaria de accionistas de fecha 18 de diciembre de 2015 (la “Junta”), esto es, que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y Enersis S.A. hayan sido debidamente reducidas a escritura pública, y sus respectivos extractos hayan sido inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley.

De conformidad con lo acordado en la Junta, la división de la Sociedad, y la constitución como consecuencia de ella de una nueva sociedad denominada Chilectra Américas S.A. (“Chilectra Américas”), quedará perfeccionada para todos los efectos legales, operativos, contables y tributarios a contar del día 1 de febrero de 2016. De esta forma, a contar de la fecha antes señalada, los activos que se asignan y pasivos que se delegan en virtud de la referida división, pasarán a Chilectra Américas sin necesidad de ninguna declaración o trámite adicional, sin perjuicio de las actuaciones que fueren necesarias o convenientes para dejar constancia de la asignación de todos los activos que se asignan en los registros y ante las entidades correspondientes, y demás que correspondan a efectos de novar en forma definitiva los pasivos delegados en virtud de la división de la Sociedad.

Adicionalmente, producto de la materialización de la división de Chilectra, en dicha fecha se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 73,8 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 15.400.000, aproximadamente) . Este impuesto, que se pagará durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Chilectra poseía en dicho país y que fueron transferidas a Chilectra Américas S.A. y se determina por la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

Se hace presente que, según fue acordado por la Junta, el directorio de Chilectra Américas procederá a solicitar la inscripción de Chilectra Américas y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y en una o más bolsas de valores del país. La distribución y entrega material de las acciones de Chilectra Américas se efectuará en la fecha que se designe al efecto por el directorio de Chilectra Américas, una vez materializada la inscripción de Chilectra Américas y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país, y cumplidos los demás requerimientos legales y normativos que correspondan al efecto.

CHILECTRA AMÉRICAS

Con fecha 15 de febrero de 2016, en Sesión Extraordinaria del Directorio N°1, se acordó designar como Presidente del Directorio al señor Livio Gallo, y como Vicepresidente del mismo al Director señor Gianluca Caccialupi. Asimismo, en la citada sesión se acordó nombrar como Gerente General de Chilectra Américas S.A. al señor Andreas Gebhardt Strobel.

En la misma sesión de directorio, se acordó fijar la política general de habitualidad de conformidad a lo dispuesto en el artículo 147 letra b) de la Ley N° 18.046.

El Directorio, por la unanimidad de sus miembros presentes, acordó fijar la siguiente política general de habitualidad, por cuanto se trata de aquellas operaciones que son ordinarias en consideración al giro social y tienen una vinculación con la actividad principal de la compañía. Al efecto, se debe considerar que Chilectra Américas S.A. es una sociedad de inversión con pocos empleados, razón por la cual y para los efectos de operar deberá suscribir una serie de contratos de servicios que le permitirán realizar las actividades propias de su giro. En consecuencia, es posible indicar que las siguientes operaciones se relacionan con las actividades ordinarias y habituales que corresponden al giro social de Chilectra Américas S.A.:

1.- Cuenta corriente mercantil entre Chilectra Américas S.A. y sociedades relacionadas, por el cual una de las partes remitirá a la otra o recibirá de ella en propiedad cantidades de dinero u otros valores, sin aplicación a un empleo determinado ni obligación de tener a la orden una cantidad o un valor equivalente, pero a cargo de acreditar al remitente por sus remesas, liquidarlas en las épocas convenidas, compensarlas de una sola vez hasta concurrencia del débito y crédito y pagar el saldo.

2.- Contrato de Prestación de Servicios Legales y de Secretaría del Directorio, lo que incluye, entre otras materias, asistir jurídicamente al Directorio de Chilectra Américas S.A., a su Gerente General, y a las demás Gerencias, preparar y gestionar en materia jurídica las sesiones de Directorio, asistir a la Sociedad para el

cumplimiento de la normativa de sociedades anónimas, de mercado de valores, de libre competencia, medioambiental, comercial, laboral y otras legislaciones específicas aplicables y gestionar los litigios que afecten a la Compañía.

3.- Contrato de prestación de los siguientes servicios: i) Operaciones Comerciales de Red; ii) Desarrollo de la Red; iii) Tecnología de Red; iv) Salud, Seguridad, Calidad y Medio Ambiente; y v) Operación y Mantenimiento.

4.- Contrato para la prestación de los siguientes servicios: i) Recursos Humanos y Organización; ii) Comunicaciones; iii) Tributario; iv) Finanzas y Contabilidad; v) Auditoría Interna; vi) Seguros, y vii) Tesorería.

5.- Contratos relativos a servicios de agencia de comunicaciones, infraestructura, innovación, administración y finanzas, legales y otros relacionados que tengan por objeto realizar el giro social de la compañía.

Por último, es del caso hacer presente que también el texto íntegro de la referida política será puesto a disposición de los accionistas en las oficinas sociales y en el sitio de Internet de la Compañía.

EDESUR

- 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.

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.

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

Asimismo, la Resolución 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.

En cumplimiento de lo anterior, 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 1º 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 incrementales en los montos de facturación, eventuales incrementos en los índices de incobrabilidad, etc., también conlleva un efecto significativo en la actualización del valor de las multas sancionadas, que la Sociedad se encuentra cuantificando y en conversaciones con el E.N.R.E para acordar los pasos a seguir en este sentido.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero 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 31/12/2015 | | | % Control a 31/12/2014 | | | Tipo de relación | País | Actividad |
|--------------|---|---------------------|------------------------|-----------|---------|------------------------|-----------|---------|------------------|----------------|---|
| | | | Directo | Indirecto | Total | Directo | Indirecto | Total | | | |
| 96.773.290-7 | Aguas Santiago Poniente S.A. (5) | Peso Chileno | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Chile | Servicios Sanitarios |
| Extranjero | Ampla Energia E Serviços S.A. | Real | 13,68% | 85,95% | 99,63% | 13,68% | 85,95% | 99,63% | Filial | Brasil | Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Atacama Finance Co (3) | Dólar | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Islands Cayman | Sociedad Financiera |
| Extranjero | Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A. | Real | 0,00% | 99,61% | 99,61% | 0,00% | 99,61% | 99,61% | Filial | Brasil | Generación y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Central Dock Sud. S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 69,99% | 69,99% | 0,00% | 69,99% | 69,99% | Filial | Argentina | Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica |
| 76.003.204-2 | Central Eólica Canela S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 75,00% | 75,00% | 0,00% | 75,00% | 75,00% | Filial | Chile | Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables |
| Extranjero | Central Generadora Termoelectrica Fortaleza S.A. | Real | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Brasil | Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoelectrica |
| 99.573.910-0 | Chilectra Inversud S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Sociedad de Cartera |
| 96.800.570-7 | Chilectra S.A. | Peso Chileno | 99,08% | 0,01% | 99,09% | 99,08% | 0,01% | 99,09% | Filial | Chile | Participación en Empresas de cualquier naturaleza |
| Extranjero | Chinango S.A.C. | Nuevos Soles | 0,00% | 80,00% | 80,00% | 0,00% | 80,00% | 80,00% | Filial | Perú | Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Compañía de Interconexión Energética S.A. | Real | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Brasil | Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 99,99% | 99,99% | 0,00% | 99,99% | 99,99% | Filial | Argentina | Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A. (7) | Peso Colombiano | 21,14% | 36,01% | 57,15% | 21,14% | 36,01% | 57,15% | Filial | Colombia | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| 96.770.940-9 | Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | Peso Chileno | 3,78% | 96,21% | 99,99% | 3,78% | 96,21% | 99,99% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| Extranjero | Compañía Energética Do Ceará S.A. | Real | 15,18% | 58,87% | 74,05% | 15,18% | 58,87% | 74,05% | Filial | Brasil | Ciclo Completo de Energía Eléctrica |
| 96.764.840-K | Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. (5) | Peso Chileno | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Chile | Construcción e Instalaciones |
| Extranjero | Distrilec Inversora S.A. | Peso Argentino | 27,19% | 24,31% | 51,50% | 27,19% | 24,31% | 51,50% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Edegel S.A.A | Nuevos Soles | 0,00% | 83,60% | 83,60% | 0,00% | 83,60% | 83,60% | Filial | Perú | Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C. | Nuevos Soles | 80,00% | 20,00% | 100,00% | 80,00% | 20,00% | 100,00% | Filial | Perú | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Emgesa S.A. E.S.P. (7) | Peso Colombiano | 21,60% | 34,83% | 56,43% | 21,60% | 34,83% | 56,43% | Filial | Colombia | Generación de Energía Eléctrica. |
| Extranjero | Emgesa Panama S.A. (7) | Dólar | 0,00% | 56,43% | 56,43% | 0,00% | 56,43% | 56,43% | Filial | Panamá | Compra/Venta de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A | Nuevos Soles | 24,00% | 51,68% | 75,68% | 24,00% | 51,68% | 75,68% | Filial | Perú | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Empresa Distribuidora Sur S.A. | Peso Argentino | 16,02% | 83,43% | 99,45% | 16,02% | 83,43% | 99,45% | Filial | Argentina | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| 96.783.910-8 | Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines |
| Extranjero | Empresa Eléctrica de Piura, S.A. | Nuevos Soles | 0,00% | 96,50% | 96,50% | 0,00% | 96,50% | 96,50% | Filial | Perú | Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural |
| 96.504.980-0 | Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 92,65% | 92,65% | 0,00% | 92,65% | 92,65% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| 91.081.000-6 | Empresa Nacional de Electricidad S.A | Peso Chileno | 59,98% | 0,00% | 59,98% | 59,98% | 0,00% | 59,98% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| Extranjero | Endesa Argentina S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Enel Brasil S.A. | Real | 50,09% | 49,91% | 100,00% | 50,09% | 49,91% | 100,00% | Filial | Brasil | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Endesa Cernsa S.A. | Peso Argentino | 55,00% | 45,00% | 100,00% | 55,00% | 45,00% | 100,00% | Filial | Argentina | Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica |

| Rut | Sociedad (Por orden alfabético) | Moneda Funcional | % Control a 31/12/2015 | | | % Control a 31/12/2014 | | | Tipo de relación | País | Actividad |
|--------------|---|------------------|------------------------|-----------|---------|------------------------|-----------|---------|------------------|----------------|---|
| | | | Directo | Indirecto | Total | Directo | Indirecto | Total | | | |
| Extranjero | Endesa Costanera S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 75,68% | 75,68% | 0,00% | 75,68% | 75,68% | Filial | Argentina | Generación y Comercialización de Electricidad |
| Extranjero | En-Brasil Comercio e Servicios S.A. | Real | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Brasil | Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros. |
| Extranjero | Eólica Fazenda Nova-geracao e Comercializacao de Energia S.A. | Real | 0,00% | 99,95% | 99,95% | 0,00% | 99,95% | 99,95% | Filial | Brasil | La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía. |
| Extranjero | Energex Co (3) | Dólar | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Filial | Islands Cayman | Sociedad de Cartera |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) | Dólar | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Transporte de Gas Natural |
| 96.830.980-3 | GasAtacama S.A. | Dólar | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural |
| 78.932.860-9 | GasAtacama Chile S.A. | Dólar | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Administración de Sociedades |
| 77.032.280-4 | Gasoducto TalTal S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural |
| 78.952.420-3 | Gasoducto Atacama Argentina S.A. | Dólar | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Explotación de Transporte de Gas Natural |
| Extranjero | Generalima, S.A.C. | Nuevos Soles | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | Filial | Perú | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Generandes Perú S.A. (2) | Nuevos Soles | 39,00% | 61,00% | 100,00% | 39,00% | 61,00% | 100,00% | Filial | Perú | Sociedad de Cartera |
| 76.676.750-8 | GNL Norte S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible |
| Extranjero | Hydroeléctrica El Chocón S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 67,67% | 67,67% | 0,00% | 67,67% | 67,67% | Filial | Argentina | Producción y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Hidroinvest S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 96,09% | 96,09% | 0,00% | 96,09% | 96,09% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| 76.107.186-6 | Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (4) | Peso Chileno | 99,00% | 1,00% | 100,00% | 99,00% | 1,00% | 100,00% | Filial | Chile | Servicios Informáticos |
| Extranjero | Ingendes do Brasil Ltda. | Real | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Brasil | Consultora de Ingeniería de Proyectos |
| 79.913.810-7 | Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (4) | Peso Chileno | 99,99% | 0,00% | 99,99% | 99,99% | 0,00% | 99,99% | Filial | Chile | Construcciones y Obras |
| Extranjero | Inversiones Distrilima S.A. | Nuevos Soles | 34,99% | 50,21% | 85,20% | 34,99% | 50,21% | 85,20% | Filial | Perú | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Inversora Dock Sud, S.A. | Peso Argentino | 57,14% | 0,00% | 57,14% | 57,14% | 0,00% | 57,14% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Inversora Codensa S.A.S. | Peso Colombiano | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Colombia | Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía |
| 96.800.460-3 | Luz Andes Ltda. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles |
| 96.905.700-K | Progas S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural |
| 77.047.280-6 | Sociedad Agrícola de Cameros Ltda. | Peso Chileno | 0,00% | 57,50% | 57,50% | 0,00% | 57,50% | 57,50% | Filial | Chile | Inversiones Financieras |
| 96.671.360-7 | Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. (6) | Peso Chileno | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón |
| Extranjero | Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. | Peso Colombiano | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Colombia | La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados. |
| Extranjero | Southern Cone Power Argentina S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Argentina | Sociedad de Cartera |
| Extranjero | Transportadora de Energía S.A. | Peso Argentino | 0,00% | 100,00% | 100,00% | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Filial | Argentina | Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica |

- (1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 6).
- (2) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis Américas adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.. Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inkia Holdings fue fusionada con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inkia.
- (3) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron disueltas.
- (4) Con fecha 31 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco fue fusionada con ICT, siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre de Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.
- (5) Con fecha 30 de diciembre de 2014 se vendieron las sociedades Aguas Santiago Poniente S.A. y Constructora y Proyectos los Maitenes S.A..
- (6) Con fecha 9 de enero de 2015 se vendió la Sociedad Concesionaria Túnel el Melón S.A. (Ver nota 2.4.1)
- (7) Ver nota 2.4.2

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 “Variaciones del perímetro de consolidación”.

Incorporación al perímetro de consolidación:

| Sociedad | % Control | | | | % Control | | | |
|--------------------------------------|----------------------------|-----------|-------|----------------------|----------------------------|-----------|---------|----------------------|
| | al 31 de diciembre de 2015 | | | | al 31 de diciembre de 2014 | | | |
| | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación |
| Inversiones GasAtacama Holding Ltda. | - | - | - | | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global |
| Atacama Finance Co. (1) | - | - | - | | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Integración global |
| Energex Co. (1) | - | - | - | | 0,00% | 0,00% | 0,00% | Integración global |
| GasAtacama S.A. | - | - | - | | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global |
| GasAtacama Chile S.A. | - | - | - | | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global |
| Gasoducto TalTal S.A. | - | - | - | | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global |
| Gasoducto Atacama Argentina S.A. | - | - | - | | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global |
| GNL Norte S.A. | - | - | - | | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global |
| Progas S.A. | - | - | - | | 0,00% | 100,00% | 100,00% | Integración global |

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

Exclusiones del perímetro de consolidación:

| Sociedad | % Control | | | | % Control | | | |
|--|----------------------------|-----------|---------|----------------------|----------------------------|-----------|--------|----------------------|
| | al 31 de diciembre de 2015 | | | | al 31 de diciembre de 2014 | | | |
| | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación |
| Aguas Santiago Poniente S.A. | - | - | - | - | 0,00% | 78,88% | 78,88% | Integración global |
| Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. | - | - | - | - | 0,00% | 55,00% | 55,00% | Integración global |
| Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. | - | 100,00% | 100,00% | Integración global | - | - | - | - |

ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS:

Este anexo es parte de la nota 3.i “Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación”.

| Rut | Sociedad (Por orden alfabético) | Moneda Funcional | % Participación al 31/12/2015 | | | % Participación al 31/12/2014 | | | Tipo de relación | País | Actividad |
|--------------|--|---------------------|-------------------------------|-----------|--------|-------------------------------|-----------|--------|---------------------|-----------|--|
| | | | Directo | Indirecto | Total | Directo | Indirecto | Total | | | |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Dólar | 0,00% | 42,50% | 42,50% | 0,00% | 42,50% | 42,50% | Asociada | Chile | Sociedad de Cartera |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 33,33% | 33,33% | 0,00% | 33,33% | 33,33% | Asociada | Chile | Promover proyecto para suministro de gas licuado |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Dólar | 0,00% | 20,00% | 20,00% | 0,00% | 20,00% | 20,00% | Asociada | Chile | Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regasificación de Gas Natural Licuado |
| Extranjero | Sacme S.A. | Dólar | 0,00% | 50,00% | 50,00% | 0,00% | 50,00% | 50,00% | Asociada | Argentina | Supervisión y Control Sistema Eléctrico |
| Extranjero | Yacylec S.A. | Peso Argentino | 22,22% | 0,00% | 22,22% | 22,22% | 0,00% | 22,22% | Asociada | Argentina | Transporte de Electricidad |
| 76.652.400-1 | Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 51,00% | 51,00% | 0,00% | 51,00% | 51,00% | Negocio Conjunto | Chile | Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico |
| 76.041.891-9 | Aysén Transmisión S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 51,00% | 51,00% | 0,00% | 51,00% | 51,00% | Negocio Conjunto | Chile | Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico |
| 76.091.595-5 | Aysén Energía S.A. | Peso Chileno | 0,00% | 51,00% | 51,00% | 0,00% | 51,00% | 51,00% | Negocio Conjunto | Chile | Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico |
| Extranjero | Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. | Peso Colombiano | 0,00% | 49,00% | 49,00% | 0,00% | 49,00% | 49,00% | Negocio Conjunto | Colombia | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. | Peso Colombiano | 0,00% | 49,00% | 49,00% | 0,00% | 49,00% | 49,00% | Negocio Conjunto | Colombia | Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | Peso Chileno | 0,00% | 50,00% | 50,00% | 0,00% | 50,00% | 50,00% | Negocio Conjunto | Chile | Transporte y Distribución de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Central Termica Manuel Belgrano | Argentina | 0,00% | 25,60% | 25,60% | 0,00% | 25,60% | 25,60% | Asociada | Argentina | Producción y Comercialización de Energía Eléctrica |
| Extranjero | Central Térmica San 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 COMPLEMENTARIA RELATIVA A LOS ACTIVOS Y PASIVOS MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y RESULTADO DE LAS OPERACIONES DISCONTINUADAS:

Este anexo es parte de la nota 5.1 “Proceso de reorganización societaria”.

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

| ACTIVOS | Enersis Histórico M\$ | Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$ | Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$ | Enersis Histórico (Combinado) M\$ | Enersis América M\$ | Enersis Chile M\$ |
|---|--------------------------|--|---|--------------------------------------|------------------------|----------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 1.329.425.189 | (144.261.845) | - | 1.329.425.189 | 1.185.163.344 | 144.261.845 |
| Otros activos financieros corrientes | 84.575.640 | (16.313.194) | - | 84.575.640 | 68.262.446 | 16.313.194 |
| Otros activos no financieros corriente | 105.974.000 | (3.984.943) | - | 105.974.000 | 101.989.057 | 3.984.943 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 1.684.496.034 | (596.364.467) | - | 1.684.496.034 | 1.088.131.567 | 596.364.467 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 27.178.499 | (25.144.559) | 179.448.975 | 206.627.474 | 181.482.915 | 25.144.559 |
| Inventarios corrientes | 137.674.512 | (42.616.615) | - | 137.674.512 | 95.057.897 | 42.616.615 |
| Activos biológicos corrientes | - | - | - | - | - | - |
| Activos por impuestos corrientes | 67.760.800 | (20.306.212) | - | 67.760.800 | 47.454.588 | 20.306.212 |
| Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 3.437.084.674 | (848.991.835) | 179.448.975 | 3.616.533.649 | 2.767.541.814 | 848.991.835 |
| ACTIVOS CORRIENTES TOTALES | 3.437.084.674 | (848.991.835) | 179.448.975 | 3.616.533.649 | 2.767.541.814 | 848.991.835 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | | |
| Otros activos financieros no corrientes | 511.278.656 | (21.750.452) | - | 511.278.656 | 489.528.204 | 21.750.452 |
| Otros activos no financieros no corrientes | 82.332.593 | (4.769.885) | - | 82.332.593 | 77.562.708 | 4.769.885 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 413.088.087 | (14.392.223) | - | 413.088.087 | 398.695.864 | 14.392.223 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente | 355.485 | - | - | 355.485 | 355.485 | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 76.676.816 | (45.716.371) | - | 76.676.816 | 30.960.445 | 45.716.371 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 1.024.278.598 | (42.879.326) | - | 1.024.278.598 | 981.399.272 | 42.879.326 |
| Plusvalía | 1.331.456.702 | (887.257.655) | - | 1.331.456.702 | 444.199.047 | 887.257.655 |
| Propiedades, planta y equipo | 8.432.734.430 | (3.429.167.797) | - | 8.432.734.430 | 5.003.566.633 | 3.429.167.797 |
| Activos biológicos no corrientes | - | - | - | - | - | - |
| Propiedad de inversión | 8.150.987 | (8.150.987) | - | 8.150.987 | - | 8.150.987 |
| Activos por impuestos diferidos | 131.642.331 | (22.392.339) | 75.031 | 131.717.362 | 109.325.023 | 22.392.339 |
| TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES | 12.011.994.685 | (4.476.477.035) | 75.031 | 12.012.069.716 | 7.535.592.681 | 4.476.477.035 |
| TOTAL DE ACTIVOS | 15.449.079.359 | (5.325.468.870) | 179.524.006 | 15.628.603.365 | 10.303.134.495 | 5.325.468.870 |

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2015**
(En miles de pesos)

| PATRIMONIO Y PASIVOS | Enersis Histórico M\$ | Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$ | Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$ | Enersis Histórico (Combinado) M\$ | Enersis América M\$ | Enersis Chile M\$ |
|---|--------------------------|--|---|--------------------------------------|------------------------|----------------------|
| PASIVOS CORRIENTES | | | | | | |
| Otros pasivos financieros corrientes | 715.795.233 | (27.921.725) | - | 715.795.233 | 687.873.508 | 27.921.725 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 2.007.740.178 | (554.915.971) | - | 2.007.740.178 | 1.452.824.207 | 554.915.971 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 165.136.438 | (233.154.916) | 179.448.975 | 344.585.413 | 111.430.497 | 233.154.916 |
| Otras provisiones corrientes | 143.628.371 | (16.329.195) | - | 143.628.371 | 127.299.176 | 16.329.195 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 157.727.749 | (15.119.789) | - | 157.727.749 | 142.607.960 | 15.119.789 |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 45.346.997 | (6.120.658) | - | 45.346.997 | 39.226.339 | 6.120.658 |
| Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 3.235.374.966 | (853.562.254) | 179.448.975 | 3.414.823.941 | 2.561.261.687 | 853.562.254 |
| PASIVOS CORRIENTES TOTALES | 3.235.374.966 | (853.562.254) | 179.448.975 | 3.414.823.941 | 2.561.261.687 | 853.562.254 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | | | | |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 2.764.494.382 | (917.197.790) | - | 2.764.494.382 | 1.847.296.592 | 917.197.790 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes | 289.578.470 | (6.034.216) | - | 289.578.470 | 283.544.254 | 6.034.216 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes | 97.186 | (97.186) | - | 97.186 | - | 97.186 |
| Otras provisiones no corrientes | 239.964.424 | (56.116.140) | - | 239.964.424 | 183.848.284 | 56.116.140 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 466.930.940 | (235.101.356) | 75.031 | 467.005.971 | 231.904.615 | 235.101.356 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 242.293.930 | (55.023.456) | - | 242.293.930 | 187.270.474 | 55.023.456 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 20.536.681 | (435.689) | - | 20.536.681 | 20.100.992 | 435.689 |
| TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES | 4.023.896.013 | (1.270.005.833) | 75.031 | 4.023.971.044 | 2.753.965.211 | 1.270.005.833 |
| TOTAL PASIVOS | 7.259.270.979 | (2.123.568.087) | 179.524.006 | 7.438.794.985 | 5.315.226.898 | 2.123.568.087 |
| PATRIMONIO | | | | | | |
| Capital emitido | 5.804.447.986 | (2.229.108.975) | - | 5.804.447.986 | 3.575.339.011 | 2.229.108.975 |
| Ganancias acumuladas | 3.380.661.523 | (1.322.162.479) | - | 3.380.661.523 | 2.058.499.044 | 1.322.162.479 |
| Otras reservas | (3.158.960.224) | 958.589.952 | - | (3.158.960.224) | (2.200.370.272) | (958.589.952) |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 6.026.149.285 | (2.592.681.502) | - | 6.026.149.285 | 3.433.467.783 | 2.592.681.502 |
| Participaciones no controladoras | 2.163.659.095 | (609.219.281) | - | 2.163.659.095 | 1.554.439.814 | 609.219.281 |
| PATRIMONIO TOTAL | 8.189.808.380 | (3.201.900.783) | - | 8.189.808.380 | 4.987.907.597 | 3.201.900.783 |
| TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS | 15.449.079.359 | (5.325.468.870) | 179.524.006 | 15.628.603.365 | 10.303.134.495 | 5.325.468.870 |

Estados de Resultados Consolidados, por Naturaleza

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015

(En miles de pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida) | enero - diciembre | | | | | |
|--|----------------------|---|--|-------------------------------|----------------------|----------------------|
| | Enersis Histórico | Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) | Eliminación Intercompañías y otros ajustes | Enersis Histórico (Combinado) | Enersis América | Enersis Chile |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Ingresos de actividades ordinarias | 7.050.316.326 | (2.382.671.016) | 1.622.173 | 7.051.938.499 | 4.667.645.310 | 2.384.293.189 |
| Otros ingresos, por naturaleza | 648.530.219 | (14.735.951) | 7.616 | 648.537.835 | 633.801.884 | 14.735.951 |
| Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza | 7.698.846.545 | (2.397.406.967) | 1.629.789 | 7.700.476.334 | 5.301.447.194 | 2.399.029.140 |
| Materias primas y consumibles utilizados | (4.259.187.071) | 1.481.985.559 | - | (4.259.187.071) | (2.777.201.512) | (1.481.985.559) |
| Margen de Contribución | 3.439.659.474 | (915.421.408) | 1.629.789 | 3.441.289.263 | 2.524.245.682 | 917.043.581 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | 88.105.322 | (21.004.053) | - | 88.105.322 | 67.101.269 | 21.004.053 |
| Gastos por beneficios a los empleados | (624.252.868) | 136.554.721 | - | (624.252.868) | (487.698.147) | (136.554.721) |
| Gasto por depreciación y amortización | (473.743.859) | 153.201.662 | - | (473.743.859) | (320.542.197) | (153.201.662) |
| Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo | (36.756.853) | (3.054.903) | - | (36.756.853) | (39.811.756) | 3.054.903 |
| Otros gastos por naturaleza | (614.378.530) | 125.849.781 | (1.629.789) | (616.008.319) | (490.150.922) | (125.857.397) |
| Resultado de Explotación | 1.778.632.686 | (523.874.200) | - | 1.778.632.686 | 1.253.143.929 | 525.488.757 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 13.489.520 | (20.055.745) | - | 13.489.520 | (6.566.225) | 20.055.745 |
| Ingresos financieros | 310.040.441 | (15.270.169) | 5.084.349 | 315.124.790 | 299.854.621 | 15.270.169 |
| Costos financieros | (447.071.689) | 61.616.349 | (5.084.349) | (452.156.038) | (385.455.340) | (66.700.698) |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | 12.238.016 | (8.905.045) | - | 12.238.016 | 3.332.971 | 8.905.045 |
| Diferencias de cambio | 114.843.285 | 13.394.762 | - | 114.843.285 | 166.120.617 | (51.277.332) |
| Resultado por unidades de reajuste | (4.426.963) | (4.839.077) | - | (4.426.963) | (9.266.040) | 4.839.077 |
| Ganancia (pérdida) antes de impuestos | 1.777.745.296 | (497.933.125) | - | 1.777.745.296 | 1.321.164.533 | 456.580.763 |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas | (633.275.811) | 109.612.599 | - | (633.275.811) | (523.663.212) | (109.612.599) |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | 1.144.469.485 | (388.320.526) | - | 1.144.469.485 | 797.501.321 | 346.968.164 |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas | - | - | - | - | - | - |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | 1.144.469.485 | (388.320.526) | - | 1.144.469.485 | 797.501.321 | 346.968.164 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora | 661.586.917 | (293.190.772) | - | 661.586.917 | 409.748.507 | 251.838.410 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras | 482.882.568 | (95.129.754) | - | 482.882.568 | 387.752.814 | 95.129.754 |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | 1.144.469.485 | (388.320.526) | - | 1.144.469.485 | 797.501.321 | 346.968.164 |
| Ganancia por acción básica | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas | 13,48 | (5,97) | - | 13,48 | 8,35 | 5,13 |
| Ganancia (pérdida) por acción básica | 13,48 | (5,97) | - | 13,48 | 8,35 | 5,13 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 | - | - | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 |
| Ganancias por acción diluidas | | | | | | |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas | 13,48 | (5,97) | - | 13,48 | 8,35 | 5,13 |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción | 13,48 | (5,97) | - | 13,48 | 8,35 | 5,13 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 | - | - | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 |

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2014**

(En miles de pesos)

| ACTIVOS | Enersis Histórico M\$ | Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$ | Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$ | Enersis Histórico (Combinado) M\$ | Enersis América M\$ | Enersis Chile M\$ |
|---|--------------------------|--|---|--|------------------------|----------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 1.704.745.491 | | - | 1.704.745.491 | 1.571.759.564 | 132.985.927 |
| Otros activos financieros corrientes | 99.455.403 | | - | 99.455.403 | 97.964.274 | 1.491.129 |
| Otros activos no financieros corriente | 175.098.112 | | - | 175.098.112 | 159.050.505 | 16.047.607 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 1.681.686.903 | | - | 1.681.686.903 | 1.103.605.698 | 578.081.205 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 18.441.340 | | 121.396.548 | 139.837.888 | 122.885.238 | 16.952.650 |
| Inventarios corrientes | 133.520.154 | | - | 133.520.154 | 89.842.276 | 43.677.878 |
| Activos biológicos corrientes | - | | - | - | - | - |
| Activos por impuestos corrientes | 110.572.522 | | - | 110.572.522 | 64.924.383 | 45.648.139 |
| Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 3.923.519.925 | | 121.396.548 | 4.044.916.473 | 3.210.031.938 | 834.884.535 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 7.978.963 | | - | 7.978.963 | - | 7.978.963 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 7.978.963 | | - | 7.978.963 | - | 7.978.963 |
| ACTIVOS CORRIENTES TOTALES | 3.931.498.888 | | 121.396.548 | 4.052.895.436 | 3.210.031.938 | 842.863.498 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | | | |
| Otros activos financieros no corrientes | 530.821.520 | | - | 530.821.520 | 524.071.048 | 6.750.472 |
| Otros activos no financieros no corrientes | 77.806.180 | | - | 77.806.180 | 77.570.750 | 235.430 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 291.641.675 | | - | 291.641.675 | 284.145.263 | 7.496.412 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente | 486.605 | | - | 486.605 | 486.605 | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 73.633.610 | | - | 73.633.610 | 33.268.287 | 40.365.323 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 1.168.212.056 | | - | 1.168.212.056 | 1.131.686.534 | 36.525.522 |
| Plusvalía | 1.410.853.627 | | - | 1.410.853.627 | 523.595.972 | 887.257.655 |
| Propiedades, planta y equipo | 8.234.215.719 | | - | 8.234.215.719 | 4.950.454.943 | 3.283.760.776 |
| Activos biológicos no corrientes | - | | - | - | - | - |
| Propiedad de inversión | 8.514.562 | | - | 8.514.562 | - | 8.514.562 |
| Activos por impuestos diferidos | 193.637.874 | | 66.618 | 193.704.492 | 180.739.397 | 12.965.095 |
| TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES | 11.989.823.428 | | 66.618 | 11.989.890.046 | 7.706.018.799 | 4.283.871.247 |
| TOTAL DE ACTIVOS | 15.921.322.316 | | 121.463.166 | 16.042.785.482 | 10.916.050.737 | 5.126.734.745 |

**Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de diciembre de 2014**
(En miles de pesos)

| PATRIMONIO Y PASIVOS | Enersis Histórico M\$ | Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) M\$ | Eliminación Intercompañías y otros ajustes M\$ | Enersis Histórico (Combinado) M\$ | Enersis América M\$ | Enersis Chile M\$ |
|---|--------------------------|--|---|---|------------------------|----------------------|
| PASIVOS CORRIENTES | | | | | | |
| Otros pasivos financieros corrientes | 421.805.679 | | - | 421.805.679 | 275.441.320 | 146.364.359 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 2.288.876.950 | | - | 2.288.876.950 | 1.793.515.595 | 495.361.355 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 143.680.622 | | 121.396.548 | 265.077.170 | 77.891.977 | 187.185.193 |
| Otras provisiones corrientes | 90.222.684 | | - | 90.222.684 | 78.599.170 | 11.623.514 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 115.472.313 | | - | 115.472.313 | 77.114.447 | 38.357.866 |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 129.275.589 | | - | 129.275.589 | 93.572.328 | 35.703.261 |
| Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 3.189.333.837 | | 121.396.548 | 3.310.730.385 | 2.396.134.837 | 914.595.548 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 5.488.147 | | - | 5.488.147 | - | 5.488.147 |
| PASIVOS CORRIENTES TOTALES | 3.194.821.984 | | 121.396.548 | 3.316.218.532 | 2.396.134.837 | 920.083.695 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | | | | |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 3.289.097.528 | | - | 3.289.097.528 | 2.510.962.361 | 778.135.167 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes | 159.385.521 | | - | 159.385.521 | 155.674.443 | 3.711.078 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes | - | | - | - | - | - |
| Otras provisiones no corrientes | 197.243.841 | | - | 197.243.841 | 169.273.906 | 27.969.935 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 478.361.484 | | 66.618 | 478.428.102 | 223.205.436 | 255.222.666 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 269.930.412 | | - | 269.930.412 | 215.992.570 | 53.937.842 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | 53.262.800 | | - | 53.262.800 | 49.654.229 | 3.608.571 |
| TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES | 4.447.281.586 | | 66.618 | 4.447.348.204 | 3.324.762.945 | 1.122.585.259 |
| TOTAL PASIVOS | 7.642.103.570 | | 121.463.166 | 7.763.566.736 | 5.720.897.782 | 2.042.668.954 |
| PATRIMONIO | | | | | | |
| Capital emitido | 5.804.447.986 | | - | 5.804.447.986 | 3.575.339.011 | 2.229.108.975 |
| Ganancias acumuladas | 3.051.734.445 | | - | 3.051.734.445 | 1.879.762.768 | 1.171.971.677 |
| Prima de emisión | - | | - | - | - | - |
| Otras reservas | (2.654.206.384) | | - | (2.654.206.384) | (1.725.327.166) | (928.879.218) |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 6.201.976.047 | | - | 6.201.976.047 | 3.729.774.613 | 2.472.201.434 |
| Participaciones no controladoras | 2.077.242.699 | | - | 2.077.242.699 | 1.465.378.342 | 611.864.357 |
| PATRIMONIO TOTAL | 8.279.218.746 | | - | 8.279.218.746 | 5.195.152.955 | 3.084.065.791 |
| TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS | 15.921.322.316 | | 121.463.166 | 16.042.785.482 | 10.916.050.737 | 5.126.734.745 |

Estados de Resultados Consolidados, por Naturaleza

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014

(En miles de pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida) | enero - diciembre | | | | | |
|--|----------------------|---|--|-------------------------------|----------------------|----------------------|
| | Enersis Histórico | Discontinuación de Operaciones (NIIF 5) | Eliminación Intercompañías y otros ajustes | Enersis Histórico (Combinado) | Enersis América | Enersis Chile |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Ingresos de actividades ordinarias | 6.819.760.882 | (2.013.305.145) | 1.681.200 | 6.821.442.082 | 4.806.578.184 | 2.014.863.898 |
| Otros ingresos, por naturaleza | 434.115.438 | (34.201.387) | 10.419 | 434.125.857 | 399.924.470 | 34.201.387 |
| Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza | 7.253.876.320 | (2.047.506.532) | 1.691.619 | 7.255.567.939 | 5.206.502.654 | 2.049.065.285 |
| Materias primas y consumibles utilizados | (3.941.071.719) | 1.309.402.283 | - | (3.941.071.719) | (2.631.669.436) | (1.309.402.283) |
| Margen de Contribución | 3.312.804.601 | (738.104.249) | 1.691.619 | 3.314.496.220 | 2.574.833.218 | 739.663.002 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | 77.275.986 | (21.505.568) | - | 77.275.986 | 55.770.418 | 21.505.568 |
| Gastos por beneficios a los empleados | (516.009.836) | 126.341.363 | - | (516.009.836) | (389.668.473) | (126.341.363) |
| Gasto por depreciación y amortización | (479.179.904) | 128.437.154 | - | (479.179.904) | (350.742.750) | (128.437.154) |
| Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo | (51.515.362) | 13.185.420 | - | (51.515.362) | (38.329.942) | (13.185.420) |
| Otros gastos por naturaleza | (574.050.613) | 110.321.349 | (1.691.619) | (575.742.232) | (465.288.017) | (110.454.215) |
| Resultado de Explotación | 1.769.324.872 | (381.324.531) | - | 1.769.324.872 | 1.386.574.454 | 382.750.418 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 71.769.817 | (70.893.263) | - | 71.769.817 | 876.554 | 70.893.263 |
| Ingresos financieros | 265.884.277 | (14.762.515) | 16.082.533 | 281.966.810 | 267.204.295 | 14.762.515 |
| Costos financieros | (491.858.285) | 59.543.956 | (16.082.533) | (507.940.818) | (432.314.329) | (75.626.489) |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | (51.853.287) | 54.413.310 | - | (51.853.287) | 2.560.023 | (54.413.310) |
| Diferencias de cambio | (38.821.872) | 20.328.278 | - | (38.821.872) | (17.377.674) | (21.444.198) |
| Resultado por unidades de reajuste | 1.633.555 | (15.263.623) | - | 1.633.555 | (13.630.068) | 15.263.623 |
| Ganancia (pérdida) antes de impuestos | 1.526.079.077 | (347.958.388) | - | 1.526.079.077 | 1.193.893.255 | 332.185.822 |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas | (496.609.349) | 66.017.317 | - | (496.609.349) | (430.592.032) | (66.017.317) |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | 1.029.469.728 | (281.941.071) | - | 1.029.469.728 | 763.301.223 | 266.168.505 |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas | - | - | - | - | - | - |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | 1.029.469.728 | (281.941.071) | - | 1.029.469.728 | 763.301.223 | 266.168.505 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora | 610.157.869 | (221.149.361) | - | 610.157.869 | 404.781.074 | 205.376.795 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras | 419.311.859 | (60.791.710) | - | 419.311.859 | 358.520.149 | 60.791.710 |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | 1.029.469.728 | (281.941.071) | - | 1.029.469.728 | 763.301.223 | 266.168.505 |
| Ganancia por acción básica | | | | | | |
| Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas | 12,43 | (4,50) | - | 13,49 | 8,25 | 4,18 |
| Ganancia (pérdida) por acción básica | 12,43 | (4,50) | - | 13,49 | 8,25 | 4,18 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 | - | - | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 |
| Ganancias por acción diluidas | | | | | | |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas | 12,43 | (4,50) | - | 13,49 | 8,25 | 4,18 |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción | 12,43 | (4,50) | - | 13,49 | 8,25 | 4,18 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 | - | - | 49.092.772,76 | 49.092.772,76 |

ANEXO N°5 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 31/12/2015 | Vencimiento | | | | Total No Corriente al 31/12/2015 | Unos a Tres Meses | Tres a Doce Meses | Total Corriente al 31/12/2014 | Vencimiento | | | | Total No Corriente al 31/12/2014 | | | |
| | | | Unos a Tres Meses | Tres a Doce Meses | | Unos a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | | | | | Más de Cinco Años | Unos a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | |
| Chile | US\$ | 5,98% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 20.269 | 1.020.576 | 1.040.845 | - | - | - | - | - | - | - |
| Chile | Ch\$ | 0,00% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 714 | - | 714 | - | - | - | - | - | - | - |
| Perú | US\$ | 2,40% | 26.707.131 | 3.241.137 | 29.948.268 | 4.229.306 | 19.295.795 | 299.648 | - | - | - | 2.914.574 | 9.996.364 | 12.910.938 | 40.274.383 | 18.781.256 | 16.391.794 | 256.394 | - | - | 75.703.827 |
| Perú | Soles | 5,20% | 12.864.568 | 1.001.767 | 13.866.335 | 3.285.202 | 23.309.058 | - | - | - | - | 326.274 | 978.819 | 1.305.093 | 1.305.094 | 3.209.741 | 22.772.683 | - | - | - | 27.287.518 |
| Argentina | US\$ | 13,13% | 3.901.216 | - | 3.901.216 | - | - | - | - | - | - | 2.808.939 | 12.054.341 | 14.863.280 | 1.039.398 | - | - | - | - | - | 1.039.398 |
| Argentina | \$ Arg | 37,06% | 2.290.653 | 6.194.569 | 8.485.222 | 1.162.844 | - | - | - | - | - | 8.287.625 | 12.035.817 | 20.323.442 | 7.968.912 | 188.784 | - | - | - | - | 8.157.696 |
| Colombia | \$ Col | 14,53% | 36.832.030 | 84.128.905 | 119.960.935 | 43.831.876 | 12.832.869 | 12.194.900 | 11.556.930 | 30.842.974 | 111.259.549 | 1.401.291 | 4.203.875 | 5.605.166 | 10.786.379 | 15.367.075 | 14.618.719 | 13.872.383 | 48.015.897 | - | 102.841.433 |
| Brasil | Real | 6,46% | 12.842.515 | 24.480.763 | 37.323.278 | 42.171.314 | 37.904.161 | 33.637.009 | - | - | - | 1.856.705 | 5.570.115 | 7.428.820 | 7.428.820 | 27.847.361 | 25.171.755 | 22.696.148 | - | - | 82.942.084 |
| | | | 94.438.113 | 119.047.141 | 213.485.254 | 94.680.542 | 93.341.883 | 46.131.557 | 11.556.930 | 30.842.974 | 276.553.886 | 17.616.391 | 45.859.907 | 63.476.298 | 68.780.986 | 65.194.217 | 78.955.951 | 36.824.905 | 48.015.897 | - | 297.771.956 |

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

| Rut Deudora | Nombre Empresa | País Deudora | Nombre del Acreedor | Tipo de Moneda | Tasa de interés Efectiva | Tasa de interés nominal | 31 de diciembre de 2015 | | | | | | | | | | | | 31 de diciembre de 2014 | | | | | | | | | | | | |
|-------------|--------------------|--------------|---------------------------------|----------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|------------------|-----------------|-----------------|-------------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|---|---|
| | | | | | | | Corriente | | | | | No Corriente | | | | | | | Corriente | | No Corriente | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | Menos de 90 días | de más de 90 días | Total Corriente | Unos 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 | Total Corriente | Unos a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | | | | | | | | |
| Extranjera | Ampla Energía S.A. | Brasil | Banco do Brasil | Real | 13,58% | 13,71% | 816.511 | 2.449.533 | 3.266.044 | 11.051.818 | 9.963.136 | 8.874.455 | - | - | - | - | - | 29.889.409 | 831.094 | 2.493.282 | 3.324.376 | 3.324.376 | 13.139.191 | 12.031.066 | 10.922.940 | - | 39.417.573 | | | | |
| Extranjera | CGTF S.A. | Brasil | IFC - C | US\$ | 12,18% | 12,32% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 132 | - | 132 | - | - | - | - | - | - | | | |
| Extranjera | Chinango S.A.C. | Perú | Banco Scotiabank | US\$ | 3,98% | 3,96% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 353.913 | 1.051.014 | 1.404.927 | 1.376.324 | 1.347.722 | 15.345.293 | - | - | - | 18.069.339 | | | |
| Extranjera | Chinango S.A.C. | Perú | Banco de Crédito del Perú | US\$ | 2,17% | 2,06% | 296.974 | 884.973 | 1.181.947 | 1.166.085 | 18.073.119 | - | - | - | - | - | - | - | 19.239.304 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| Extranjera | Chinango S.A.C. | Perú | Bank Of Nova Scotia | US\$ | 3,25% | 3,07% | 468.030 | 1.384.969 | 1.852.999 | 1.802.011 | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.802.011 | 411.404 | 1.217.828 | 1.629.232 | 1.585.546 | 1.541.859 | - | - | - | 3.127.405 | | | |
| Extranjera | Chinango S.A.C. | Perú | Bank Of Nova Scotia | US\$ | 3,48% | 3,40% | 328.549 | 971.195 | 1.299.744 | 1.261.210 | 1.222.676 | 299.648 | - | - | - | - | - | - | - | 2.783.534 | 289.876 | 857.071 | 1.146.947 | 1.113.465 | 1.079.983 | 1.046.501 | 256.394 | 3.496.343 | | | |
| Extranjero | Codensa | Colombia | Citibank Colombia | \$ Col | 4,40% | 4,32% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.025.611 | 3.076.833 | 4.102.444 | 4.102.444 | 14.508.170 | 13.140.689 | 11.773.208 | - | 43.524.511 | | | |
| Extranjero | Coelce S.A. | Brasil | Banco Itaú Brasil | Real | 14,39% | 14,68% | 980.672 | 2.942.017 | 3.922.689 | 12.030.283 | 10.722.720 | 9.415.157 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Extranjero | Coelce S.A. | Brasil | Banco Santander | Real | 13,72% | 13,97% | 1.870.598 | 19.089.213 | 20.960.121 | 19.089.213 | 17.218.305 | 15.347.393 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | Coelce S.A. | Brasil | Banco Santander | Real | 13,80% | 15,76% | 9.174.424 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edogel S.A.A. | Perú | Banco Continental | US\$ | 3,44% | 3,36% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.807.054 | 6.713.471 | 8.520.525 | 14.284.700 | 14.811.692 | - | - | - | 29.096.392 | | |
| Extranjera | Edogel S.A.A. | Perú | Bank Nova Scotia | US\$ | 1,08% | 1,06% | 25.613.578 | - | 25.613.578 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 52.327 | 156.980 | 209.307 | 21.914.348 | - | - | - | - | 22.194.348 | | |
| Extranjera | Edenor S.A.A. | Perú | Banco de Interbank | Soles | 6,90% | 6,73% | 35.470 | 106.410 | 141.880 | 2.091.393 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 2.091.393 | 34.654 | 103.961 | 138.615 | 138.615 | 2.043.262 | - | - | - | 2.181.877 | | |
| Extranjera | Edenor S.A.A. | Perú | Banco de Interbank | Soles | 5,83% | 5,71% | 63.633 | 190.899 | 254.532 | 2.542.532 | 4.409.519 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 4.664.051 | 62.168 | 186.505 | 248.673 | 248.674 | 4.308.038 | - | - | 4.805.386 | | |
| Extranjera | Edenor S.A.A. | Perú | Banco Continental | Soles | 5,10% | 5,01% | 39.574 | 118.722 | 158.296 | 158.296 | 3.185.312 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 3.343.608 | 38.673 | 116.018 | 154.691 | 154.691 | 154.691 | 3.112.021 | - | 3.421.403 | | |
| Extranjera | Edenor S.A.A. | Perú | Banco Continental | Soles | 5,10% | 5,01% | 65.973 | 197.919 | 263.892 | 263.892 | 5.308.880 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5.572.772 | 64.454 | 193.361 | 257.815 | 257.815 | 257.815 | 5.186.700 | - | 5.702.330 | | |
| Extranjera | Edenor S.A.A. | Perú | Banco Continental | Soles | 5,10% | 5,01% | 63.317 | 189.952 | 253.269 | 253.269 | 5.096.497 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5.349.766 | 61.860 | 185.579 | 247.439 | 247.438 | 247.438 | 4.979.205 | - | 5.474.081 | | |
| Extranjera | Edenor S.A.A. | Perú | Banco Continental | Soles | 5,10% | 5,01% | 65.955 | 197.865 | 263.820 | 263.820 | 5.308.850 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5.572.670 | 64.465 | 193.395 | 257.860 | 257.861 | 257.861 | 5.186.719 | - | 5.702.441 | | |
| Extranjero | Edenor S.A.A. | Perú | Banco de Interbank | Soles | 4,67% | 4,59% | - | - | 12.530.646 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edesur S.A. | Argentina | Banco Ciudad de Buenos Aires | \$ Arg | 34,64% | 30,07% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.216.089 | 2.519.698 | - | - | - | - | - | - | 3.735.787 | | |
| Extranjera | Edesur S.A. | Argentina | Banco Provincia de Buenos Aires | \$ Arg | 35,36% | 30,67% | 85.423 | - | - | 85.423 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 457.020 | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edesur S.A. | Argentina | Banco Itaú Argentina | \$ Arg | 38,20% | 32,79% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 249.211 | 658.584 | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edesur S.A. | Argentina | Banco Santander Río | \$ Arg | 29,74% | 26,91% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 810.407 | 750.273 | 1.560.680 | - | - | - | - | - | - | | |
| Extranjera | Edesur S.A. | Argentina | Banco Santander Río | \$ Arg | 45,20% | 37,88% | 184.364 | 277.164 | 461.528 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 576.612 | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edesur S.A. | Argentina | ICBC Argentina | \$ Arg | 34,06% | 29,50% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 310.712 | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Banco Corpbanca | \$ Col | 8,39% | 8,22% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 373.517 | 1.120.552 | 1.494.609 | 2.847.830 | 4.052.184 | 3.852.974 | 3.653.765 | 12.622.968 | 27.029.721 | | |
| Extranjera | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | BBVA Colombia | \$ Col | 8,27% | 8,11% | 894.845 | 6.064.899 | 6.959.744 | 9.982.170 | 9.504.920 | 9.027.670 | 8.550.419 | 22.787.755 | 59.852.934 | 1.027.774 | 3.083.323 | 4.111.097 | 7.918.549 | 11.314.891 | 10.766.745 | 10.218.598 | 10.218.598 | 35.392.929 | - | - | - | 75.611.712 | | | |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Banco Bogotá | \$ Col | 9,30% | 9,14% | 301.548 | 2.105.951 | 2.407.500 | 3.488.668 | 3.327.949 | 3.167.230 | 3.006.511 | 8.055.219 | 21.045.377 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | AV VILLAS | \$ Col | 6,06% | 5,93% | 11.145.579 | - | 11.145.579 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Citibank Colombia | \$ Col | 5,77% | 6,01% | 5.233.163 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | BBVA Colombia | \$ Col | 6,30% | 6,16% | 438.046 | 28.712.649 | 29.150.695 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Banco de Bogotá | \$ Col | 6,84% | 6,66% | 13.683.505 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | Empesa S.A. E.S.P. | Colombia | Banco de Crédito del Perú | \$ Col | 5,87% | 5,70% | 295.055 | 20.873.617 | 21.168.672 | - | - | - | - | - | | | | | | | | | | | | | | | | | |

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

| Rut Empresa Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Nombre del Acreedor | Tipo de Moneda | Tasa de interés Efectiva | Tasa de interés nominal | 31 de diciembre de 2015 | | | | | | | | | | 31 de diciembre de 2014 | | | | | | | |
|---------------------|------------------------|----------------------|----------------------------------|----------------|--------------------------|-------------------------|-------------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|-------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| | | | | | | | Corriente | | | No Corriente | | | | | | | Corriente | | | No Corriente | | | | |
| | | | | | | | Menos de 90 días | más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | Menos de 90 días | más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente |
| Extranjera | Endesa Costanera S.A. | Argentina | Banco Supervielle | \$ Arq | 49,96% | 41,21% | 81.254 | 224.941 | 306.195 | 125.511 | - | - | - | - | 125.511 | 112.554 | 319.053 | 431.607 | 372.729 | 26.615 | - | - | - | 399.344 |
| Extranjera | Endesa Costanera S.A. | Argentina | Citibank | \$ Arq | 45,10% | 37,81% | 263.796 | 734.081 | 997.877 | 412.453 | - | - | - | - | 412.453 | 347.807 | 998.639 | 1.346.446 | 1.199.174 | 87.541 | - | - | - | 1.286.715 |
| Extranjera | Endesa Costanera S.A. | Argentina | Credit Suisse International | US\$ | 14,84% | 13,92% | 1.214.284 | - | 1.214.284 | - | - | - | - | - | - | 122.704 | 2.324.204 | 2.446.908 | 1.039.398 | - | - | - | - | 1.039.398 |
| Extranjero | Endesa Costanera S.A. | Argentina | ICBC Argentina | \$ Arq | 51,97% | 42,59% | 89.832 | 249.669 | 339.501 | 140.047 | - | - | - | - | 140.047 | 132.215 | 371.509 | 503.724 | 425.630 | 29.900 | - | - | - | 455.530 |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Deutsche Bank | US\$ | 13,50% | 12,86% | 1.339.210 | - | 1.339.210 | - | - | - | - | - | - | 1.331.375 | 4.844.938 | 6.176.313 | - | - | - | - | - | - |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Standard Bank | US\$ | 13,50% | 12,86% | 673.817 | - | 673.817 | - | - | - | - | - | - | 667.376 | 2.425.364 | 3.092.740 | - | - | - | - | - | - |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Itau | US\$ | 13,50% | 12,86% | 673.905 | - | 673.905 | - | - | - | - | - | - | 687.484 | 2.459.835 | 3.147.319 | - | - | - | - | - | - |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Macro | \$ Arq | 34,46% | 31,10% | 75.083 | 1.113.612 | 1.188.695 | - | - | - | - | - | - | 1.522.852 | - | 1.522.852 | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Santander - Sindicado IV | \$ Arq | 40,59% | 35,54% | 266.203 | 516.165 | 782.368 | - | - | - | - | - | - | 306.765 | 1.185.867 | 1.492.632 | 1.023.289 | - | - | - | - | 1.023.289 |
| Extranjero | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Itau- Sindicado IV | \$ Arq | 40,59% | 35,54% | 241.619 | 464.727 | 706.346 | - | - | - | - | - | - | 273.493 | 1.057.510 | 1.331.003 | 912.706 | - | - | - | - | 912.706 |
| Extranjero | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Galicia - Sindicado IV | \$ Arq | 40,59% | 35,54% | 228.411 | 442.424 | 670.835 | - | - | - | - | - | - | 262.403 | 1.014.727 | 1.277.130 | 875.846 | - | - | - | - | 875.846 |
| Extranjero | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Hipotecario - Sindicado IV | \$ Arq | 40,59% | 35,54% | 73.221 | 144.361 | 217.582 | - | - | - | - | - | - | 86.271 | 335.251 | 421.522 | 290.454 | - | - | - | - | 290.454 |
| Extranjero | H. El Chocón S.A. | Argentina | Banco Ciudad -Sindicado IV | \$ Arq | 40,59% | 35,54% | 30.708 | 59.481 | 90.189 | - | - | - | - | - | - | 34.894 | 135.536 | 170.430 | 117.383 | - | - | - | - | 117.383 |
| Extranjero | H. El Chocón S.A. | Argentina | ICBC Argentina | \$ Arq | 40,59% | 35,54% | 296.189 | 573.160 | 869.349 | - | - | - | - | - | - | 340.037 | 1.314.222 | 1.654.259 | 1.133.871 | - | - | - | - | 1.133.871 |
| Totales | | | | | | | 94.438.113 | 119.047.141 | 213.485.254 | 94.680.542 | 93.341.883 | 46.131.557 | 11.556.930 | 30.842.974 | 276.553.886 | 17.616.391 | 45.859.907 | 63.476.298 | 68.780.986 | 65.194.217 | 78.955.951 | 36.824.905 | 48.015.897 | 297.771.956 |

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

| Rut Empresa Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Rut Entidad Acreedora | Nombre del Acreedor | País Entidad Acreedora | Tipo de Moneda | Tasa de interés nominal | 31 de diciembre de 2015 | | | | | | | | | 31 de diciembre de 2014 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------------|------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------------|------------------------|----------------|-------------------------|-------------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | Corriente | | | No Corriente | | | | | | Corriente | | | No Corriente | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | Menos de 90 días | más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | Menos de 90 días | 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% | 104.950 | 284.704 | 389.654 | 309.519 | - | - | - | - | - | 309.519 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Extranjero | Codensa | Colombia | Extranjero | Mareauto Colombia SAS | Colombia | \$ Col | 10,08% | 3.894 | 11.011 | 14.905 | 14.462 | 6.468 | - | - | - | 20.930 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | Codensa | Colombia | Extranjero | Banco Corpbanca | Colombia | \$ Col | 7,27% | 24.433 | 35.543 | 59.976 | 25.939 | 13.636 | - | - | - | 39.575 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edgel S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco Scotiabank | Perú | US\$ | 2,02% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco de Interbank | Perú | Soles | 6,13% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco Santander Perú | Perú | Soles | 5,79% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco de Crédito | Perú | Soles | 5,65% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 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% | 88.396 | 181.920 | 270.316 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco Continental | Perú | Soles | 6,00% | 81.772 | 245.252 | 327.024 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco Continental | Perú | Soles | 5,99% | 77.478 | 232.058 | 309.536 | 12.127 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco Continental | Perú | Soles | 5,98% | 68.777 | 205.694 | 274.471 | 22.795 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco Continental | Perú | Soles | 5,67% | 948 | 2.845 | 3.793 | 70.687 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Edelnor S.A.A. | Perú | Extranjero | Banco Santander Perú | Perú | Soles | 5,13% | 174.389 | 519.118 | 693.507 | 682.380 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | EE Piura | Perú | Extranjero | Banco de Crédito | Perú | US\$ | 5,80% | 1.905.026 | 5.600.924 | 7.505.950 | 7.201.538 | 6.897.126 | 6.592.714 | 14.774.124 | - | 35.465.502 | 2.333.168 | 6.862.462 | 9.195.630 | 8.830.188 | 8.464.746 | 8.099.305 | 7.733.863 | 17.273.508 | 50.401.610 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | EE Piura | Perú | Extranjero | Banco de Crédito | Perú | Soles | 5,70% | 649.814 | 1.909.231 | 2.559.045 | 2.451.818 | 2.344.592 | 2.237.365 | 4.986.674 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | Edgel S.A.A. | Perú | Extranjera | Banco Scotiabank | Perú | US\$ | 2,10% | 2.584.782 | 7.682.823 | 10.267.605 | 15.644.049 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | Empessa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Banco Corpbanca | Colombia | \$ Col | 10,80% | 7.331 | 21.099 | 28.430 | 27.912 | 23.306 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | Empessa S.A. E.S.P. | Colombia | Extranjero | Equitnet S.A. | Colombia | \$ Col | 6,55% | 6.977 | 20.183 | 27.160 | 27.731 | 20.095 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 91.081.000-Endesa Chile S.A. | | Chile | Extranjero | 87.509.100-Ki Abengoa Chile | Chile | US\$ | 6,50% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Totales | | | | | | | | 5.890.207 | 16.952.405 | 22.842.612 | 26.490.957 | 9.305.223 | 8.830.079 | 19.760.798 | - | 64.387.057 | 5.747.637 | 16.792.282 | 22.539.919 | 21.488.962 | 24.463.865 | 10.716.456 | 10.353.847 | 29.561.323 | 96.584.453 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de Otras Obligaciones

| Rut Empresa Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Rut Entidad Acreedora | Nombre del Acreedor | País Entidad Acreedora | Tipo de Moneda | Tasa de interés nominal | 31 de diciembre de 2015 | | | | | | | | | 31 de diciembre de 2014 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|------------------------|----------------------|-----------------------|--------------------------------|------------------------|----------------|-------------------------|-------------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|-------------------------|--------------------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|-----------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | | | | | | | | Corriente | | | No Corriente | | | | | | Corriente | | | No Corriente | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | Menos de 90 días | más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | Menos de 90 días | 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 | Eletrobrás | Brasil | Real | 6,57% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| 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 | 8.176.081 | 23.832.151 | 32.008.232 | 30.151.983 | 28.295.732 | 22.101.795 | 16.454.992 | 16.008.608 | 113.013.110 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Extranjero | Cien S.A. | Brasil | Extranjero | Bndes | Brasil | Real | 8,33% | 298.586 | 868.494 | 1.167.070 | 1.094.340 | 1.021.609 | 948.878 | 447.165 | - | 3.511.992 | 187.708 | 548.354 | 736.062 | 696.676 | 657.291 | 617.907 | 578.521 | 274.492 | 2.824.887 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Extranjera | Coelce S.A. | Brasil | Extranjera | Banco do Nordeste | Brasil | Real | 7,85% | 1.200.204 | 3.489.229 | 4.689.433 | 4.392.407 | 4.095.381 | 977.435 | - | - | 9.465.223 | 1.603.830 | 4.671.101 | 6.274.931 | 5.900.564 | 5.526.195 | 5.151.828 | 1.229.462 | - | 17.808.049 | - | - | - | - | - | - | - | - | | | |
| Extranjera | Coelce S.A. | Brasil | Extranjera | Eletrobras | Brasil | Real | 6,10% | 693.523 | 1.569.329 | 2.262.852 | 1.878.520 | 1.681.608 | 1.485.719 | 1.223.656 | 1.609.492 | 7.878.995 | 795.871 | 2.331.766 | 3.127.637 | 2.928.324 | 2.610.994 | 2.351.880 | 2.094.052 | 4.093.070 | 14.078.320 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Extranjera | Coelce S.A. | Brasil | Extranjera | BNDES | Brasil | Real | 10,43% | 2.314.061 | 7.646.652 | 9.960.713 | 10.148.604 | 9.382.994 | 8.617.385 | 5.533.315 | 3.928.496 | 37.610.794 | 2.429.804 | 7.097.903 | 9.527.707 | 9.017.025 | 8.506.344 | 7.995.663 | 7.484.981 | 6.508.647 | 39.512.660 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Extranjera | Coelce S.A. | Brasil | Extranjera | Banco do Brasil | Brasil | US\$ | 52,56% | 20.770 | 62.310 | 83.080 | 83.080 | 83.079 | 83.080 | 83.080 | 2.247.602 | 2.579.921 | 17.726 | 53.177 | 70.903 | 70.902 | 70.902 | 70.902 | 70.902 | 70.902 | 1.993.373 | 2.276.981 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjera | Coelce S.A. | Brasil | Extranjera | Banco do Brasil | Brasil | Real | 12,63% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | Endesa Costanera S.A. | Argentina | Extranjera | Mitsubishi (deuda garantizada) | Argentina | US\$ | 0,25% | 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 | 1.963.184 | 5.889.552 | 7.852.736 | 24.836.144 | 22.872.959 | 20.909.775 | 18.946.591 | - | 87.565.469 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Extranjera | Endesa Costanera S.A. | Argentina | Extranjera | Otros | Argentina | \$ Arg | 17,29% | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Extranjera | H. El Chocón S.A. | Argentina | Extranjero | Otros | Argentina | \$ Arg | 23,59% | 2.347.678 | 14.015.924 | 16.363.602 | 4.358.417 | 681.224 | - | - | - | 5.039.641 | 127.942 | 381.125 | 508.167 | 7.769.157 | 1.945.985 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| Extranjero | Hidroinvest S.A. | Argentina | Extranjero | Otros | Argentina | US\$ | 2,53% | 898 | 196.109 | 197.007 | - | - | - | - | - | - | 952 | 168.039 | 168.991 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| Totales | | | | | | | | 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 | 16.814.053 | 49.302.969 | 66.117.022 | 83.519.255 | 72.467.356 | 60.793.307 | 48.075.280 | 53.334.660 | 318.189.858 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |

ANEXO N°6 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 | 31-12-2015 M\$ | 31-12-2014 M\$ |
|---|-------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo | | | 22.124.481 | 334.548.745 |
| | Dólar | Peso chileno | 6.606.837 | 294.009.266 |
| | Dólar | Peso Colombiano | 195.597 | 413.009 |
| | Dólar | Nuevo Sol | 14.024.599 | 28.750.530 |
| | Dólar | Peso Argentino | 1.297.448 | 1.058.646 |
| | Peso Argentino | Dólar | - | 4.206.734 |
| | Peso chileno | Dólar | - | 6.110.560 |
| | Peso Argentino | Pesos chileno | - | - |
| Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente | | | - | 14.039.935 |
| | Dólar | Peso chileno | - | 14.039.935 |
| Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | | | 22.124.481 | 348.588.680 |
| TOTAL ACTIVOS CORRIENTES | | | 22.124.481 | 348.588.680 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | | | 29.737.877 | 61.063.049 |
| | Dólar | Peso chileno | - | 27.794.762 |
| | Peso colombiano | Peso chileno | 29.494.468 | 32.795.615 |
| | Peso argentino | Peso chileno | 243.409 | 472.672 |
| Plusvalía | | | 362.139.818 | 439.500.128 |
| | Real | Nuevo Sol | 6.675.472 | 8.527.161 |
| | Real | Peso chileno | 202.286.652 | 258.398.340 |
| | Peso Colombiano | Peso chileno | 9.687.963 | 11.045.730 |
| | Nuevo Sol | Peso chileno | 138.737.427 | 135.136.616 |
| | Peso Argentino | Peso chileno | 4.752.304 | 6.220.966 |
| | Dólar | Peso chileno | - | 20.171.315 |
| TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES | | | 391.877.695 | 500.563.177 |
| TOTAL ACTIVOS | | | 414.002.176 | 849.151.857 |

| | | 31-12-2015 | | | | | | | | | 31-12-2014 | | | | | | | | |
|--------------------------------------|------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------|
| | | Pasivos corrientes | | | Pasivos no corrientes | | | | | | Pasivos corrientes | | | Pasivos no corrientes | | | | | |
| Moneda extranjera | Moneda funcional | Hasta 90 días | de 91 días a 1 año | Total | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total | Hasta 90 días | de 91 días a 1 año | Total | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total |
| | | M\$ | M\$ | Corriente | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | no Corriente | M\$ | M\$ | Corriente | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | no Corriente |
| PASIVOS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Otros pasivos financieros corrientes | Dólares | 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 | 27.290.627 | 194.911.470 | 222.202.097 | 264.874.981 | 71.011.720 | 60.603.646 | 42.762.853 | 804.987.364 | 1.244.240.564 |
| | Dólares | 3.015.734 | 186.297.709 | 189.313.443 | 39.170 | 39.170 | 39.170 | 39.170 | 843.993 | 1.000.673 | 12.530.333 | 155.604.278 | 168.134.611 | 191.134.280 | 28.196.301 | 28.198.962 | 28.201.795 | 746.470.766 | 1.022.202.104 |
| | Dólares | 20.770 | 62.310 | 83.080 | 83.080 | 83.079 | 83.080 | 83.080 | 2.247.602 | 2.579.921 | 17.726 | 53.177 | 70.903 | 70.902 | 70.902 | 70.902 | 70.902 | 1.993.373 | 2.276.981 |
| | Dólares | 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 | 11.923.154 | 25.181.231 | 37.104.385 | 71.958.836 | 42.073.900 | 31.664.112 | 13.681.372 | 32.636.449 | 192.014.669 |
| | Dólares | 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 | 2.819.414 | 14.072.784 | 16.892.198 | 1.710.963 | 670.617 | 669.670 | 808.784 | 23.886.776 | 27.746.810 |
| TOTAL PASIVOS | | 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 | 27.290.627 | 194.911.470 | 222.202.097 | 264.874.981 | 71.011.720 | 60.603.646 | 42.762.853 | 804.987.364 | 1.244.240.564 |

ANEXO N°7 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 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 31-12-2015 | | | | | | | | | | 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\$ | | |
| 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) | - |
| Total | 909.197.681 | 69.067.489 | 35.150.526 | 13.677.520 | 14.809.045 | 5.530.529 | 5.443.613 | 3.568.851 | 1.845.410 | 29.840.903 | 1.088.131.567 | 398.695.864 |

| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | Saldo al 31-12-2014 | | | | | | | | | | Total Corriente M\$ | Total No Corriente M\$ |
|--|----------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------------|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | | |
| Cuentas comerciales por cobrar bruto | 903.063.886 | 106.894.634 | 39.814.503 | 20.741.774 | 7.150.011 | 7.174.098 | 6.387.883 | 4.538.112 | 3.416.574 | 176.818.179 | 1.275.999.654 | 202.932.480 |
| Provisión de deterioro | (1.280.373) | (8.159.865) | (2.408.150) | (4.038.649) | (2.288.401) | (2.122.945) | (2.003.467) | (1.534.602) | (1.360.517) | (129.904.859) | (155.101.828) | - |
| Otras Cuentas por Cobrar bruto | 568.028.235 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 568.028.235 | 88.709.195 |
| Provisión de deterioro | (7.239.158) | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (7.239.158) | - |
| Total | 1.462.572.590 | 98.734.769 | 37.406.353 | 16.703.125 | 4.861.610 | 5.051.153 | 4.384.416 | 3.003.510 | 2.056.057 | 46.913.320 | 1.681.686.903 | 291.641.675 |

- Por tipo de cartera:

| Tramos de morosidad | Saldo al 31-12-2015 | | | | | | Saldo al 31-12-2014 | | | | | |
|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------|-------------------|---------------------|----------------------|
| | Cartera no repactada | | Cartera repactada | | Total cartera bruta | | Cartera no repactada | | Cartera repactada | | Total cartera bruta | |
| | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ | Número de clientes | Monto bruto M\$ |
| Al día | 9.496.241 | 804.676.526 | 195.019 | 29.386.241 | 9.691.260 | 834.062.767 | 10.244.620 | 1.091.588.812 | 93.327 | 14.407.554 | 10.337.947 | 1.105.996.366 |
| Entre 1 y 30 días | 2.104.270 | 85.980.622 | 80.275 | 3.769.265 | 2.184.545 | 89.749.887 | 2.101.665 | 101.089.273 | 85.662 | 5.805.361 | 2.187.327 | 106.894.634 |
| Entre 31 y 60 días | 285.256 | 34.798.871 | 6.727 | 1.923.286 | 291.983 | 36.722.157 | 408.941 | 36.225.884 | 29.281 | 3.588.619 | 438.222 | 39.814.503 |
| Entre 61 y 90 días | 77.855 | 14.036.045 | 7.552 | 1.651.071 | 85.407 | 15.687.116 | 87.712 | 18.833.430 | 23.566 | 1.908.344 | 111.278 | 20.741.774 |
| Entre 91 y 120 días | 177.160 | 41.282.854 | 5.840 | 1.466.178 | 183.000 | 42.749.032 | 58.397 | 5.580.951 | 14.327 | 1.569.060 | 72.724 | 7.150.011 |
| Entre 121 y 150 días | 172.778 | 31.272.010 | 6.289 | 1.352.587 | 179.067 | 32.624.597 | 52.163 | 5.776.635 | 14.132 | 1.397.463 | 66.295 | 7.174.098 |
| Entre 151 y 180 días | 111.678 | 24.222.662 | 6.415 | 1.158.385 | 118.093 | 25.381.047 | 39.113 | 5.103.607 | 9.616 | 1.284.276 | 48.729 | 6.387.883 |
| Entre 181 y 210 días | 94.221 | 19.312.808 | 4.390 | 1.097.516 | 98.611 | 20.410.324 | 24.086 | 3.462.029 | 15.507 | 1.076.083 | 39.593 | 4.538.112 |
| Entre 211 y 250 días | 55.382 | 8.049.056 | 4.688 | 1.027.633 | 60.070 | 9.076.689 | 20.666 | 2.455.802 | 10.733 | 960.772 | 31.399 | 3.416.574 |
| Superior a 251 días | 618.700 | 201.615.991 | 8.092 | 3.472.728 | 626.792 | 205.088.719 | 408.132 | 148.793.724 | 18.770 | 28.024.455 | 426.902 | 176.818.179 |
| Total | 13.193.541 | 1.265.247.445 | 325.287 | 46.304.890 | 13.518.828 | 1.311.552.335 | 13.445.495 | 1.418.910.147 | 314.921 | 60.021.987 | 13.760.416 | 1.478.932.134 |

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

| Cartera protestada y en cobranza judicial | Saldo al 31-12-2015 | | Saldo al 31-12-2014 | |
|--|---------------------|-------------------|---------------------|-------------------|
| | Número de clientes | Monto M\$ | Número de clientes | Monto M\$ |
| Documentos por cobrar protestados | 1.872.073 | 23.354.556 | 164.145 | 15.922.688 |
| Documentos por cobrar en cobranza judicial (*) | 4.219 | 16.044.580 | 9.983 | 13.828.106 |
| Total | 1.876.292 | 39.399.136 | 174.128 | 29.750.794 |

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

c) Provisiones y castigos.

| Provisiones y castigos | Saldo al | |
|--------------------------------|-------------------|-------------------|
| | 31-12-2015 | 31-12-2014 |
| | M\$ | M\$ |
| Provisión cartera no repactada | 25.846.624 | 22.178.152 |
| Provisión cartera repactada | (1.029.013) | 669.988 |
| Castigos del período | 23.480.578 | 19.013.041 |
| Recuperos del período | 14.962.099 | - |
| Total | 63.260.288 | 41.861.181 |

d) Número y monto de operaciones.

| Número y monto operaciones | Saldo al | | | |
|---|--|---|--|---|
| | 31-12-2015 | | 31-12-2014 | |
| | Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre | Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual | Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre | Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Provisión deterioro y recuperos: | | | | |
| Número de operaciones | 199.988 | 557.363 | 1.889.698 | 1.889.698 |
| Monto de las operaciones | 11.043.157 | 39.779.710 | 22.848.140 | 22.848.140 |

ANEXO N°7.1 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 31-12-2015 | | | | | | | | | | 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\$ | | | |
| Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | | |
| Generación y transmisión | 214.520.868 | 10.315.795 | 3.889.661 | 3.959.399 | 3.758.589 | 3.671.364 | 3.869.173 | 5.219.854 | 118.598 | 47.438.345 | 296.761.646 | 230.330.033 | |
| -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 | |
| Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | | |
| Distribución | 362.519.476 | 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 | 757.768.266 | 26.692.390 | |
| -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 | 1.054.529.912 | 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) | (299.958.644) | - | |
| Total Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | | |
| Netos | 575.637.382 | 69.067.489 | 35.150.526 | 13.677.520 | 14.809.045 | 5.530.529 | 5.443.613 | 3.568.851 | 1.845.410 | 29.840.903 | 754.571.268 | 257.022.423 | |

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

| Cuentas comerciales por cobrar | Saldo al 31-12-2014 | | | | | | | | | | | |
|---|------------------------|-------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|-----------------------------------|----------------------|------------------------|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | Total Corriente M\$ | Total No Corriente M\$ |
| Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | |
| Generación y transmisión | 372.017.282 | 14.185.584 | 2.368.035 | 826.795 | 259.556 | 101.591 | 386.044 | 69.185 | 140.611 | 58.775.408 | 449.130.091 | 180.858.354 |
| -Grandes Clientes | 293.311.567 | 6.649.258 | 2.333.183 | 563.008 | 228.410 | 77.466 | 265.238 | 65.525 | 136.823 | 3.653.609 | 307.284.087 | - |
| -Clientes Institucionales | 48.353.634 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 48.353.634 | 172.090.003 |
| -Otros | 30.352.081 | 7.536.326 | 34.852 | 263.787 | 31.146 | 24.125 | 120.806 | 3.660 | 3.788 | 55.121.799 | 93.492.370 | 8.768.351 |
| Provisión Deterioro | (388.459) | - | - | (169.056) | - | - | - | - | - | (56.435.060) | (56.992.575) | - |
| Servicios no facturados | 211.809.086 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 211.809.086 | 1.045.832 |
| Servicios facturados | 160.208.196 | 14.185.584 | 2.368.035 | 826.795 | 259.556 | 101.591 | 386.044 | 69.185 | 140.611 | 58.775.408 | 237.321.005 | 179.812.522 |
| Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | |
| Distribución | 531.046.604 | 92.709.050 | 37.446.468 | 19.914.979 | 6.890.455 | 7.072.507 | 6.001.839 | 4.468.927 | 3.275.963 | 118.042.771 | 826.869.563 | 22.074.126 |
| -Clientes Masivos | 363.514.047 | 66.110.431 | 24.474.607 | 6.539.339 | 4.783.444 | 4.107.710 | 3.337.309 | 2.388.662 | 1.846.646 | 49.452.156 | 526.554.351 | 11.102.240 |
| -Grandes Clientes | 122.493.330 | 18.645.276 | 6.038.961 | 2.946.789 | 713.261 | 1.068.570 | 1.460.736 | 1.289.811 | 664.518 | 33.142.022 | 188.463.274 | 3.153.611 |
| -Clientes Institucionales | 45.039.227 | 7.953.343 | 6.932.900 | 10.428.851 | 1.393.750 | 1.896.227 | 1.203.794 | 790.454 | 764.799 | 35.448.593 | 111.851.938 | 7.818.275 |
| Provisión Deterioro | (891.914) | (8.159.865) | (2.408.150) | (3.869.593) | (2.288.401) | (2.122.945) | (2.003.467) | (1.534.602) | (1.360.517) | (73.469.799) | (98.109.253) | - |
| Servicios no facturados | 317.688.170 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 317.688.170 | - |
| Servicios facturados | 217.794.795 | 92.709.050 | 37.446.468 | 19.914.979 | 6.890.455 | 7.072.507 | 6.001.839 | 4.468.927 | 3.275.963 | 118.042.771 | 513.617.754 | 22.074.126 |
| Total Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | |
| Brutos | 903.063.886 | 106.894.634 | 39.814.503 | 20.741.774 | 7.150.011 | 7.174.098 | 6.387.883 | 4.538.112 | 3.416.574 | 176.818.179 | 1.275.999.654 | 202.932.480 |
| Total Provisión Deterioro | (1.280.373) | (8.159.865) | (2.408.150) | (4.038.649) | (2.288.401) | (2.122.945) | (2.003.467) | (1.534.602) | (1.360.517) | (129.904.859) | (155.101.828) | - |
| Total Cuentas comerciales por cobrar | | | | | | | | | | | | |
| Netos | 901.783.513 | 98.734.769 | 37.406.353 | 16.703.125 | 4.861.610 | 5.051.153 | 4.384.416 | 3.003.510 | 2.056.057 | 46.913.320 | 1.120.897.826 | 202.932.480 |

- Por tipo de cartera:

| Tipos de cartera | Saldo al 31-12-2015 | | | | | | | | | | Total cartera bruta M\$ |
|---------------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|-------------------------------|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | |
| GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 209.710.717 | 10.292.925 | 3.835.624 | 3.934.142 | 3.734.126 | 3.641.098 | 3.839.625 | 5.192.924 | 75.322 | 47.048.299 | 291.304.802 |
| -Grandes Clientes | 105.350.555 | 9.422.903 | 3.835.624 | 3.804.997 | 3.734.126 | 3.641.098 | 3.550.857 | 5.192.924 | 75.322 | 4.367.645 | 142.976.051 |
| -Clientes Institucionales | 76.797.290 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 76.797.290 |
| -Otros | 27.562.872 | 870.022 | - | 129.145 | - | - | 288.768 | - | - | 42.680.654 | 71.531.461 |
| Cartera repactada | 4.810.151 | 22.870 | 54.037 | 25.257 | 24.463 | 30.266 | 29.548 | 26.930 | 43.276 | 390.045 | 5.456.843 |
| -Grandes Clientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| -Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| -Otros | 4.810.151 | 22.870 | 54.037 | 25.257 | 24.463 | 30.266 | 29.548 | 26.930 | 43.276 | 390.045 | 5.456.843 |
| DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 360.318.915 | 75.687.697 | 30.963.247 | 10.101.903 | 37.548.728 | 27.630.912 | 20.383.037 | 14.119.884 | 7.973.734 | 154.567.692 | 739.295.749 |
| -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 |
| Cartera repactada | 2.200.561 | 3.746.395 | 1.869.249 | 1.625.814 | 1.441.715 | 1.322.321 | 1.128.837 | 1.070.586 | 984.357 | 3.082.683 | 18.472.518 |
| -Clientes Masivos | 1.480.102 | 1.906.252 | 1.186.699 | 1.027.641 | 898.152 | 788.075 | 644.917 | 589.672 | 527.529 | 1.547.241 | 10.596.280 |
| -Grandes Clientes | 493.237 | 1.320.673 | 260.980 | 216.290 | 159.030 | 164.931 | 123.064 | 124.005 | 114.344 | 428.743 | 3.405.297 |
| -Clientes Institucionales | 227.222 | 519.470 | 421.570 | 381.883 | 384.533 | 369.315 | 360.856 | 356.909 | 342.484 | 1.106.699 | 4.470.941 |
| Total cartera bruta | 577.040.344 | 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 |

| Tipos de cartera | Saldo al 31-12-2014 | | | | | | | | | | Total cartera bruta M\$ |
|---------------------------------|--------------------------|-------------------------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------------------------------|--|-------------------------------|
| | Cartera al día M\$ | Morosidad 1-30 días M\$ | Morosidad 31-60 días M\$ | Morosidad 61-90 días M\$ | Morosidad 91-120 días M\$ | Morosidad 121-150 días M\$ | Morosidad 151-180 días M\$ | Morosidad 181-210 días M\$ | Morosidad 211-250 días M\$ | Morosidad superior a 251 días M\$ | |
| GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 363.410.191 | 14.146.157 | 2.333.183 | 782.547 | 228.410 | 77.466 | 265.238 | 65.525 | 136.823 | 58.343.089 | 439.788.629 |
| -Grandes Clientes | 293.422.775 | 6.649.258 | 2.333.183 | 563.008 | 228.410 | 77.466 | 265.238 | 65.525 | 136.823 | 3.653.609 | 307.395.295 |
| -Clientes Institucionales | 48.353.634 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 48.353.634 |
| -Otros | 21.633.782 | 7.496.899 | - | 219.539 | - | - | - | - | - | 54.689.480 | 84.039.700 |
| Cartera repactada | 8.718.298 | 39.427 | 34.852 | 44.248 | 31.146 | 24.125 | 120.806 | 3.660 | 3.788 | 432.319 | 9.452.669 |
| -Grandes Clientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| -Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| -Otros | 8.718.298 | 39.427 | 34.852 | 44.248 | 31.146 | 24.125 | 120.806 | 3.660 | 3.788 | 432.319 | 9.452.669 |
| DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 525.246.141 | 86.943.116 | 33.892.701 | 18.050.883 | 5.352.541 | 5.699.169 | 4.838.369 | 3.396.504 | 2.318.979 | 90.450.635 | 776.189.038 |
| -Clientes Masivos | 359.557.387 | 61.876.128 | 22.363.672 | 5.224.924 | 3.690.220 | 3.176.315 | 2.587.866 | 1.727.709 | 1.291.303 | 37.131.908 | 498.627.432 |
| -Grandes Clientes | 121.295.659 | 17.592.569 | 5.739.993 | 2.818.594 | 627.109 | 977.296 | 1.390.709 | 1.219.723 | 595.298 | 32.199.320 | 184.456.270 |
| -Clientes Institucionales | 44.393.095 | 7.474.419 | 5.789.036 | 10.007.365 | 1.035.212 | 1.545.558 | 859.794 | 449.072 | 432.378 | 21.119.407 | 93.105.336 |
| Cartera repactada | 5.689.256 | 5.765.934 | 3.553.767 | 1.864.096 | 1.537.914 | 1.373.338 | 1.163.470 | 1.072.423 | 956.984 | 27.592.136 | 50.569.318 |
| -Clientes Masivos | 3.845.451 | 4.234.303 | 2.110.934 | 1.314.417 | 1.093.224 | 931.394 | 749.443 | 660.954 | 555.345 | 12.320.248 | 27.815.713 |
| -Grandes Clientes | 1.197.671 | 1.052.707 | 298.969 | 128.194 | 86.152 | 91.274 | 70.027 | 70.088 | 69.219 | 942.702 | 4.007.003 |
| -Clientes Institucionales | 646.134 | 478.924 | 1.143.864 | 421.485 | 358.538 | 350.670 | 344.000 | 341.381 | 332.420 | 14.329.186 | 18.746.602 |
| Total cartera bruta | 903.063.886 | 106.894.634 | 39.814.503 | 20.741.774 | 7.150.011 | 7.174.098 | 6.387.883 | 4.538.112 | 3.416.574 | 176.818.179 | 1.275.999.654 |

ANEXO N°7.2 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 | | | | CHILE | | | | TOTAL | | | | | | | |
|--|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|----------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|--------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|---------|---------|
| | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | | | | |
| | 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 | Energía y Potencia | Peajes | Energía y Potencia | Peajes | | | | |
| BALANCE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 312.398 | 231.744 | 256.708 | 85.174 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 5.967 | - | - | - | - | - | 287.622 | 33.766 | 312.398 | 237.711 | 544.530 | 118.940 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras | 91.292.198 | 3.767.410 | 84.133.181 | 3.619.524 | 39.545.565 | 5.091.255 | 33.292.452 | 4.920.460 | 26.291.133 | 114.662 | 35.563.152 | 2.247.911 | 95.783.612 | 4.867.959 | 84.383.373 | 5.916.811 | - | - | 250.102.288 | 10.403.137 | - | - | 248.609.678 | 13.841.286 | 487.474.445 | 27.107.843 | | |
| Operaciones discontinuadas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 216.908.877 | 28.418.337 | - | - | 216.908.877 | 28.418.337 | - | - | | |
| Total Activo estimado | 91.604.596 | 3.999.154 | 84.389.889 | 3.704.698 | 39.545.565 | 5.091.255 | 33.292.452 | 4.920.460 | 21.988.302 | 114.662 | 35.563.152 | 2.247.911 | 95.783.612 | 4.873.926 | 84.383.373 | 5.916.811 | - | - | 216.908.877 | 28.418.337 | 250.390.110 | 10.436.903 | 465.830.953 | 42.497.334 | 488.018.976 | 27.226.783 | | |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corriente | 43.386 | 85.780 | - | 52.556 | - | - | - | - | - | - | - | - | 1.107.814 | - | - | - | - | - | - | 1.618.986 | - | - | - | 1.151.200 | 85.780 | 1.618.986 | 52.556 | |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 21.741.708 | 5.032.612 | 28.040.330 | 6.514.495 | 25.029.210 | 4.373.789 | 20.163.194 | 3.511.272 | 8.559.240 | - | 14.539.649 | 6.529 | 167.569.844 | 3.833.787 | 169.491.822 | 6.101.636 | - | - | 92.863.118 | 9.251.403 | - | - | 222.500.751 | 13.240.189 | 325.098.113 | 25.385.335 | | |
| Operaciones discontinuadas | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 101.922.626 | 125.308.109 | - | - | 101.922.626 | 125.308.109 | - | - | | |
| Total Pasivo estimado | 21.785.094 | 5.118.392 | 28.040.330 | 6.567.053 | 25.029.210 | 4.373.789 | 20.163.194 | 3.511.272 | 8.159.989 | - | 14.539.649 | 6.529 | 168.677.658 | 3.833.787 | 169.491.822 | 6.101.636 | - | - | 101.922.626 | 125.308.109 | 94.482.104 | 9.251.403 | 325.574.577 | 138.634.077 | 326.717.099 | 25.437.893 | | |

| RESULTADO | COLOMBIA | | | | PERU | | | | ARGENTINA | | | | BRASIL | | | | TOTAL | | | | | | | | | | | | | |
|--------------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|----------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|------------------|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | 31.12.2015 | | 31.12.2014 | | | | | | | |
| | 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 | Energía y Potencia | Peajes | Energía y Potencia | Peajes | | | | | | |
| Venta Energía | 91.614.430 | 3.782.034 | 94.439.616 | 4.137.051 | 79.385.612 | 3.844.886 | 39.027.533 | 5.024.561 | 34.481.991 | 3.341.292 | 31.384.194 | 610.848 | 24.489.681 | 148.113 | 37.120.676 | 310.919 | 58.105.467 | 872.208 | 104.917.610 | 5.394.125 | 89.394.426 | 6.268.177 | 74.614.703 | 5.342.261 | 260.028.254 | 14.348.833 | 255.438.708 | 14.057.439 | 243.476.176 | 10.670.204 |
| Compra de Energía | 20.447.041 | 5.223.843 | 25.631.699 | 8.889.413 | 19.174.609 | 7.671.493 | 24.701.337 | 4.316.494 | 19.958.532 | 3.478.388 | 13.624.354 | 3.051.375 | 10.541.703 | - | 13.839.215 | 441.931 | 18.095.954 | 921.658 | 184.782.888 | 4.199.379 | 179.556.986 | 6.463.979 | 61.567.284 | 2.966.183 | 240.452.967 | 13.739.716 | 238.986.433 | 20.273.711 | 112.462.201 | 14.610.707 |

ANEXO N°8 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES:

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

| Proveedores con pagos al día | Saldo al | | | | Saldo al | | | |
|------------------------------|---------------|--------------------|--------------------|--------------------|-------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | 31-12-2015 | | | | 31-12-2014 | | | |
| | Bienes M\$ | Servicios M\$ | Otros M\$ | Total M\$ | Bienes M\$ | Servicios M\$ | Otros M\$ | Total M\$ |
| Hasta 30 días | - | 107.441.015 | 224.427.906 | 331.868.921 | 17.186.972 | 157.069.570 | 635.121.059 | 809.377.601 |
| Entre 31 y 60 días | - | 13.041.611 | 16.446.525 | 29.488.136 | - | 10.354.996 | 2.848.853 | 13.203.849 |
| Entre 61 y 90 días | - | - | - | - | - | - | 376.364 | 376.364 |
| Entre 91 y 120 días | - | - | - | - | - | - | 376.364 | 376.364 |
| Entre 121 y 365 días | - | - | - | - | - | - | 3.010.909 | 3.010.909 |
| Más de 365 días | - | - | 2.278.233 | 2.278.233 | - | - | 2.516.362 | 2.516.362 |
| Total | - | 120.482.626 | 243.152.664 | 363.635.290 | 17.186.972 | 167.424.566 | 644.249.911 | 828.861.449 |

| Proveedores con plazos vencidos | Saldo al | | | | Saldo al | | | |
|---------------------------------|---------------|------------------|-------------------|-------------------|---------------|------------------|--------------|------------------|
| | 31-12-2015 | | | | 31-12-2014 | | | |
| | 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 | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 61 y 90 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 91 y 120 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 121 y 180 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Más de 180 días | - | - | 87.506.351 | 87.506.351 | - | 1.137.018 | - | 1.137.018 |
| Total | - | - | 97.756.216 | 97.756.216 | - | 1.137.018 | - | 1.137.018 |