

ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

**correspondientes al ejercicio terminado
al 31 de diciembre de 2016**

ENEL CHILE S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) y FILIALES

Miles de Pesos Chilenos

El presente documento consta de 2 secciones:

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

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enel Chile S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Chile S.A. y afiliadas, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el periodo comprendido entre el 1 de marzo y 31 de diciembre de 2016 y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera. 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. 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 en 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.

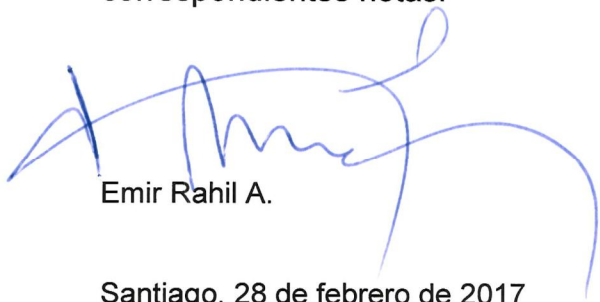
Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Opinión

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Chile S.A. y afiliadas al 31 de diciembre de 2016 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el periodo comprendido entre el 1 de marzo y 31 de diciembre de 2016 de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.

Otros Asuntos, Estado de Situación Financiera Consolidado al 1 de marzo de 2016.

Con fecha 27 de julio de 2016, emitimos una opinión sin salvedades sobre el estado de situación financiera consolidado de Enel Chile S.A. al 1 de marzo de 2016 y las correspondientes notas.



Emir Rahil A.

Santiago, 28 de febrero de 2017

EY Audit SpA

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de Diciembre y 01 de Marzo de 2016
(En miles de pesos)

| ACTIVOS | Nota | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|---|------|----------------------|----------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 6 | 245.999.192 | 161.018.932 |
| Otros activos financieros, corrientes | 7 | 584.244 | 568.475 |
| Otros activos no financieros, corrientes | | 15.831.486 | 5.815.999 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes | 8 | 445.071.856 | 583.273.636 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente | 9 | 52.858.384 | 35.719.602 |
| Inventarios corrientes | 10 | 37.539.596 | 42.865.038 |
| Activos por impuestos, corrientes | 11 | 55.649.171 | 27.567.612 |
| 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 | | 853.533.929 | 856.829.294 |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | 5 | 12.993.008 | - |
| Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | | 12.993.008 | - |
| ACTIVOS CORRIENTES TOTALES | | 866.526.937 | 856.829.294 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Otros activos financieros, no corrientes | 7 | 28.827.542 | 25.145.235 |
| Otros activos no financieros, no corrientes | | 13.336.152 | 5.631.227 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes | 8 | 33.500.105 | 14.550.780 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente | 9 | - | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 12 | 18.738.198 | 32.780.878 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 13 | 44.470.750 | 41.510.765 |
| Plusvalía | 14 | 887.257.655 | 887.257.655 |
| Propiedades, planta y equipo | 15 | 3.476.128.634 | 3.419.059.695 |
| Propiedad de inversión | 16 | 8.128.522 | 8.147.242 |
| Activos por impuestos diferidos | 17 | 21.796.517 | 21.513.079 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES | | 4.532.184.075 | 4.455.596.556 |
| TOTAL DE ACTIVOS | | 5.398.711.012 | 5.312.425.850 |

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES
Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado
al 31 de Diciembre y 01 de Marzo de 2016
(En miles de pesos)

| PATRIMONIO Y PASIVOS | Nota | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|--|------|----------------------|----------------------|
| PASIVOS CORRIENTES | | | |
| Otros pasivos financieros, corrientes | 18 | 25.696.166 | 27.396.476 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes | 21 | 561.505.283 | 641.303.420 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes | 9 | 90.428.929 | 234.018.610 |
| Otras provisiones, corrientes | 22 | 6.493.532 | 9.265.833 |
| Pasivos por impuestos, corrientes | 11 | 61.599.415 | 20.652.997 |
| Otros pasivos no financieros, corrientes | | 11.523.322 | 9.168.651 |
| PASIVOS CORRIENTES TOTALES | | 757.246.647 | 941.805.987 |
| PASIVOS NO CORRIENTES | | | |
| Otros pasivos financieros, no corrientes | 18 | 854.016.751 | 905.387.924 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, no corrientes | 21 | 1.483.113 | 4.883.177 |
| Cuentas por pagar a Entidades Relacionadas, no corrientes | 9 | 251.527 | 251.527 |
| Otras provisiones, no corrientes | 22 | 63.106.908 | 56.116.139 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 17 | 199.364.794 | 192.843.584 |
| Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes | 23 | 59.934.127 | 55.697.489 |
| Otros pasivos no financieros, no corrientes | | 313.503 | 435.673 |
| PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES | | 1.178.470.723 | 1.215.615.513 |
| TOTAL PASIVOS | | 1.935.717.370 | 2.157.421.500 |
| PATRIMONIO | | | |
| Capital emitido | | 2.229.108.975 | 2.229.108.975 |
| Ganancias acumuladas | | 1.569.375.291 | 1.401.747.665 |
| Otras reservas | 24.5 | (1.035.092.978) | (1.077.281.860) |
| Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo Consolidado | | 2.763.391.288 | 2.553.574.780 |
| Participaciones no controladoras | 24.6 | 699.602.354 | 601.429.570 |
| PATRIMONIO TOTAL | | 3.462.993.642 | 3.155.004.350 |
| TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS | | 5.398.711.012 | 5.312.425.850 |

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES
Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por el periodo de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016

(En miles de pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida) | Nota | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|--|------|--|
| Ingresos de actividades ordinarias | 25 | 2.112.891.794 |
| Otros ingresos, por naturaleza | 25 | 23.148.897 |
| Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza | | 2.136.040.691 |
| Materias primas y consumibles utilizados | 26 | (1.260.085.879) |
| Margen de Contribución | | 875.954.812 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | | 12.780.128 |
| Gastos por beneficios a los empleados | 27 | (107.999.363) |
| Gasto por depreciación y amortización | 28 | (135.386.449) |
| Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo | 28 | (34.957.822) |
| Otros gastos por naturaleza | 29 | (153.188.368) |
| Resultado de Explotación | | 457.202.938 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 30 | 121.490.062 |
| Ingresos financieros | 31 | 21.076.332 |
| Costos financieros | 31 | (49.180.169) |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | 12 | 6.584.476 |
| Diferencias de cambio | 31 | 9.002.235 |
| Resultado por unidades de reajuste | 31 | 1.363.983 |
| Ganancia (pérdida) antes de impuestos | | 567.539.857 |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas | 17 | (99.763.798) |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | | 467.776.059 |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas | | - |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | | 467.776.059 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a | | |
| Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora | | 317.561.121 |
| Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras | 24.6 | 150.214.938 |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | | 467.776.059 |
| Ganancia por acción básica | | |
| Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas | \$/ | 6,47 |
| Ganancia (pérdida) por acción básica | \$/ | 6,47 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | | 49.092.772.762 |
| Ganancias por acción diluidas | | |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas | \$/ | 6,47 |
| Ganancias (pérdida) diluida por acción | \$/ | 6,47 |
| Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación | | 49.092.772.762 |

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016

(En miles de pesos)

| ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES | Nota | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--------|--|
| Ganancia (Pérdida) | | 467.776.059 |
| 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 | 23.2.a | (6.618.514) |
| Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período | | (6.618.514) |
| Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos | | |
| Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión | | (1.657.249) |
| Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta | | (6.753) |
| Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación | 12.a | 2.130.598 |
| Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo | | 56.487.151 |
| Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados | | 15.470.923 |
| Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período | | 72.424.670 |
| Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos | | 65.806.156 |
| 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 | | 1.786.999 |
| Total Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del período | | 1.786.999 |
| 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 | | (16.658.746) |
| Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta | | 1.823 |
| Total Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del período | | (16.656.923) |
| Total Otro resultado integral | | 50.936.232 |
| TOTAL RESULTADO INTEGRAL | | 518.712.291 |
| Resultado integral atribuible a | | |
| Resultado integral atribuible a los propietarios del Grupo Combinado | | 346.777.711 |
| Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras | | 171.934.580 |
| TOTAL RESULTADO INTEGRAL | | 518.712.291 |

ENEL CHILE S.A. (EX - ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

Estado de cambios en el Patrimonio Neto Consolidado
Por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016
(En miles de pesos)

| Estado de Cambios en el Patrimonio | Capital Emitido | Cambios en Otras Reservas | | | | | | Total 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 01/03/2016 | 2.229.108.975 | 10.192.702 | (112.912.093) | - | 14.841 | (974.577.310) | - | (1.077.281.860) | 1.401.747.665 | 2.553.574.780 | 601.429.570 | 3.155.004.350 |
| Cambios en patrimonio | | | | | | | | | | | | |
| Resultado Integral | | | | | | | | - | | - | | - |
| Ganancia (pérdida) | | | | | | | | | 317.561.121 | 317.561.121 | 150.214.938 | 467.776.059 |
| Otro resultado integral | | (997.585) | 33.238.350 | (4.297.479) | (4.886) | 1278.190 | - | 29.216.590 | | 29.216.590 | 217.9.642 | 50.936.232 |
| Resultado integral | | | | | | | | | | 346.777.711 | 171934.580 | 518.712.291 |
| Dividendos | | | | | | | | | (145.636.016) | (145.636.016) | (81524.150) | (227.160.166) |
| Incremento (disminución) por otros cambios | - | 27.816 | 3.455.273 | 4.297.479 | - | 3.559.000 | 1632.724 | 12.972.292 | (4.297.479) | 8.674.813 | 7.762.354 | 16.437.167 |
| Total de cambios en patrimonio | - | (969.769) | 36.693.623 | - | (4.886) | 4.837.190 | 1.632.724 | 42.188.882 | 167.627.626 | 209.816.508 | 98.172.784 | 307.989.292 |
| Saldo Final al 31/12/2016 | 2.229.108.975 | 9.222.933 | (76.218.470) | - | 9.955 | (969.740.120) | 1.632.724 | (1.035.092.978) | 1.569.375.291 | 2.763.391.288 | 699.602.354 | 3.462.993.642 |

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

Por el periodo de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016

| Estado de Flujo de Efectivo Directo | Nota | Diez meses terminados al 31/12/2016 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 | | 2.716.043.115 |
| Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas | | 3.941.414 |
| Otros cobros por actividades de operación | | 3.478.144 |
| Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación | | |
| Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios | | (1.805.108.546) |
| Pagos a y por cuenta de los empleados | | (112.377.756) |
| Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas | | (17.236.985) |
| Otros pagos por actividades de operación | | (216.217.596) |
| Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados) | | (106.231.057) |
| Otras entradas (salidas) de efectivo | | (3.604.346) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación | | 462.686.387 |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | |
| Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios | | 3.003 |
| Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades | | 134.925.825 |
| Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos | | (2.346.000) |
| Préstamos a entidades relacionadas | | (72.351.508) |
| Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo | | 42.587 |
| Compras de propiedades, planta y equipo | | (156.665.641) |
| Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera | | (7.349.097) |
| Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera | | 12.034 |
| Cobros a entidades relacionadas | | 72.210.828 |
| Dividendos recibidos | | 8.682.136 |
| Intereses recibidos | | 5.448.492 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | | (17.387.341) |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | |
| Importes procedentes de préstamos de largo plazo | | 136.870.500 |
| Importes procedentes de préstamos de corto plazo | | 40 |
| Préstamos de entidades relacionadas | | 23.708 |
| Pagos de préstamos | | (137.860.311) |
| Pagos de pasivos por arrendamientos financieros | | (1.441.732) |
| Pagos de préstamos a entidades relacionadas | | (167.451.309) |
| Dividendos pagados | | (142.867.034) |
| Intereses pagados | | (39.282.807) |
| Otras entradas (salidas) de efectivo | | (5.620.695) |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | | (357.629.640) |
| Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio | | 87.669.406 |
| 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 | | (2.689.146) |
| Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo | | 84.980.260 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo | 6 | 161.018.932 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo | 6 | 245.999.192 |

ENEL CHILE S.A. (EX – ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

Notas a los Estados Financieros CONSOLIDADOS al 31 de diciembre de 2016

| | | |
|------|--|----|
| 1. | ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE ENEL CHILE S.A. | 11 |
| 1.1 | Actividad del Grupo | 12 |
| 2. | BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS | 13 |
| 2.1 | Bases de preparación..... | 13 |
| 2.2 | Nuevos pronunciamientos contables | 13 |
| 2.3 | Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas | 17 |
| 2.4 | Sociedades filiales | 18 |
| 2.5 | Entidades asociadas..... | 18 |
| 2.6 | Acuerdos Conjuntos | 18 |
| 2.7 | Principios de consolidación y combinaciones de negocio | 19 |
| 3. | CRITERIOS CONTABLES APLICADOS | 21 |
| a) | Propiedades, planta y equipo. | 21 |
| b) | Propiedad de inversión..... | 22 |
| c) | Plusvalía..... | 22 |
| d) | Activos intangibles distintos de la plusvalía..... | 23 |
| d.1) | Costos de investigación y desarrollo..... | 23 |
| d.2) | Otros activos intangibles..... | 23 |
| e) | Deterioro del valor de los activos no financieros..... | 23 |
| f) | Arrendamientos..... | 24 |
| g) | Instrumentos financieros..... | 24 |
| g.1) | Activos financieros no derivados..... | 24 |
| g.2) | Efectivo y otros medios líquidos equivalentes..... | 25 |
| g.3) | Deterioro de valor de los activos financieros..... | 25 |
| g.4) | Pasivos financieros excepto derivados | 26 |
| g.5) | Derivados y operaciones de cobertura..... | 26 |
| g.6) | Baja de activos y pasivos financieros..... | 27 |
| g.7) | Compensación de activos y pasivos financieros | 27 |
| g.8) | Contratos de garantías financieras..... | 27 |
| h) | Medición del valor razonable..... | 28 |
| i) | Inversiones contabilizadas por el método de participación..... | 29 |
| j) | 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..... | 29 |
| k) | Inventarios | 30 |
| l) | Provisiones..... | 30 |
| l.1) | Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares..... | 30 |
| m) | Conversión de saldos en moneda extranjera..... | 31 |
| n) | Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes..... | 31 |
| o) | Impuesto a las ganancias..... | 31 |
| p) | Reconocimiento de ingresos y gastos..... | 32 |
| q) | Ganancia (pérdida) por acción..... | 33 |
| r) | Dividendos..... | 33 |
| s) | Estado de flujos de efectivo..... | 33 |
| 4. | REGULACIÓN SECTORIAL Y FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO..... | 34 |

| | | |
|------|--|----|
| a) | Marco regulatorio:..... | 34 |
| b) | Temas Regulatorios 2016..... | 36 |
| c) | Revisiones tarifarias y procesos de suministro..... | 37 |
| 5. | ACTIVOS NO CORRIENTES MANTENIDOS PARA LA VENTA O MANTENIDOS PARA DISTRIBUIR A LOS PROPIETARIOS Y OPERACIONES DISCONTINUADAS..... | 40 |
| 6. | EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFFECTIVO..... | 40 |
| 7. | OTROS ACTIVOS FINANCIEROS..... | 41 |
| 8. | CUENTAS COMERCIALES POR COBRAR Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR..... | 41 |
| 9. | SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS..... | 43 |
| 9.1 | Saldos y transacciones con entidades relacionadas | 43 |
| a) | Cuentas por cobrar a entidades relacionadas | 43 |
| b) | Cuentas por pagar a entidades relacionadas..... | 44 |
| c) | Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:..... | 45 |
| 9.2 | Directorio y personal clave de la gerencia | 45 |
| a) | Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones | 46 |
| b) | Retribución del Directorio..... | 46 |
| c) | Garantías constituidas por la Sociedad a favor de los Directores | 47 |
| 9.3 | Retribución del personal clave de la gerencia | 47 |
| a) | Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia..... | 47 |
| b) | Garantías constituidas por la Sociedad a favor del personal clave de la gerencia..... | 48 |
| 9.4 | Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción | 48 |
| 10. | INVENTARIOS..... | 48 |
| 11. | ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS..... | 49 |
| 12. | INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN..... | 50 |
| 13. | ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA..... | 53 |
| 14. | PLUSVALÍA..... | 54 |
| 15. | PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO..... | 55 |
| 16. | PROPIEDAD DE INVERSIÓN..... | 60 |
| 17. | IMPUESTOS A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS..... | 61 |
| 18. | OTROS PASIVOS FINANCIEROS..... | 64 |
| 18.1 | Préstamos que devengan intereses..... | 64 |
| 18.2 | Obligaciones con el Público No Garantizadas..... | 65 |
| 18.3 | Obligaciones con el Público Garantizadas | 66 |
| 18.4 | Obligaciones por Arrendamiento financiero..... | 66 |
| 18.5 | Deuda de cobertura..... | 67 |
| 18.5 | Otros aspectos..... | 67 |
| 19. | POLITICA DE GESTIÓN DE RIESGOS..... | 68 |
| 19.1 | Riesgo de tasa de interés..... | 68 |
| 19.2 | Riesgo de tipo de cambio..... | 68 |
| 19.3 | Riesgo de commodities..... | 69 |
| 19.4 | Riesgo de liquidez..... | 69 |
| 19.5 | Riesgo de crédito..... | 69 |
| 19.6 | Medición del riesgo..... | 70 |
| 20. | INSTRUMENTOS FINANCIEROS..... | 71 |
| 20.1 | Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría..... | 71 |
| 20.2 | Instrumentos derivados..... | 72 |

| | | |
|------|--|-----|
| 20.3 | Jerarquías del valor razonable..... | 74 |
| 21. | CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR | 75 |
| 22. | PROVISIONES..... | 76 |
| 23. | OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO. | 76 |
| 23.1 | Aspectos generales:..... | 76 |
| 23.2 | Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros: | 77 |
| 23.3 | Otras revelaciones..... | 78 |
| 24. | PATRIMONIO..... | 79 |
| 24.1 | Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo | 79 |
| 24.2 | Dividendos..... | 79 |
| 24.3 | Reservas por diferencias de conversión..... | 79 |
| 24.4 | Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas | 79 |
| 24.5 | Otras Reservas..... | 80 |
| 24.6 | Participaciones no controladoras..... | 81 |
| 25. | INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS..... | 82 |
| 26. | MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS. | 83 |
| 27. | GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS. | 83 |
| 28. | GASTO POR DEPRECIACIÓN, AMORTIZACIÓN Y PÉRDIDA POR DETERIORO. | 84 |
| 29. | OTROS GASTOS POR NATURALEZA. | 84 |
| 30. | OTRAS GANANCIAS. | 85 |
| 31. | RESULTADO FINANCIERO. | 85 |
| 32. | INFORMACIÓN POR SEGMENTO..... | 86 |
| 32.1 | Criterios de segmentación..... | 86 |
| 32.2 | Generación y Distribución y otros..... | 88 |
| 33. | GARANTÍAS COMPROMETIDAS CON TERCEROS, OTROS ACTIVOS Y PASIVOS CONTINGENTES Y OTROS COMPROMISOS. | 91 |
| 33.1 | Garantías directas..... | 91 |
| 33.2 | Garantías Indirectas. | 91 |
| 33.3 | Litigios y arbitrajes..... | 92 |
| 33.4 | Restricciones financieras..... | 93 |
| 33.5 | Otras informaciones..... | 95 |
| 34. | DOTACIÓN. | 96 |
| 35. | SANCIONES. | 96 |
| 36. | MEDIO AMBIENTE. | 97 |
| 37. | INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES. | 98 |
| 38. | HECHOS POSTERIORES. | 99 |
| | ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL CHILE | 100 |
| | ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN: | 101 |
| | ANEXO N°3 SOCIEDADES ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS: | 102 |
| | ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA: | 103 |
| | ANEXO N°5 DETALLE DE ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA..... | 108 |
| | ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012: | 110 |
| | ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:..... | 113 |
| | ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES | 117 |

ENEL CHILE S.A. (EX – ENERSIS CHILE S.A.) Y FILIALES

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

1. ANTECEDENTES Y ACTIVIDAD DE ENEL CHILE S.A.

Con fecha 28 de abril de 2015, Enersis S.A. (actualmente Enel Américas S.A.) informó a la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (en adelante “SVS”) mediante un hecho esencial que su directorio 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 sería resolver ciertas duplicidades y redundancias que derivaban de la compleja estructura societaria de Enersis S.A. y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) y Chilectra S.A. (actualmente Enel Distribución Chile S.A.) y la generación de valor para todos sus accionistas, manteniendo los beneficios derivados de la pertenencia al Grupo Enel, SpA.

Con fecha 27 de julio de 2015, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre el Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la SVS, Enersis S.A. mediante un hecho esencial informó a la misma SVS que su directorio había resuelto, por la unanimidad de sus miembros, que de aprobarse el llevar a cabo la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile por el Grupo, tal reorganización se llevaría a cabo a través de los siguientes pasos:

- a. Dividir Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante Endesa Chile) y Chilectra S.A. (en adelante Chilectra), mediante la creación de dos nuevas sociedades denominadas Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. Cada una de las sociedades continuadoras de la división, Endesa Chile y Chilectra, conservarían la totalidad del negocio que actualmente desarrollan en Chile, es decir, se asignaría la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas correspondientes, que cada una de las sociedades escindidas tienen actualmente en Chile. Por su parte, a las sociedades que nacen de la división, es decir, Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., se les asignaría el patrimonio correspondiente al negocio internacional (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú).
- b. Dividir Enersis S.A., mediante la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A. (actualmente Enel Chile S.A.). A la sociedad continuadora de la división, Enersis S.A., se le asignarían las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile sería la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis S.A. conservaría la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación de Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.. La nueva sociedad Enersis Chile S.A. cotizaría en los mercados bursátiles donde actualmente lo hace Enersis S.A., y se sometería a lo dispuesto en el Título XII del D.L. 3.500 de 4 de noviembre de 1980.
- c. Con posterioridad a la materialización de las divisiones referidas precedentemente, se llevaría a cabo una fusión por absorción de Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., en Enersis S.A.. El resultado final sería que la sociedad que resulte continuadora luego de la fusión, ésta es, Enersis S.A., desarrollaría directamente el negocio internacional y Enersis Chile S.A., en forma indirecta mediante la propiedad de las acciones de sus filiales Endesa Chile y Chilectra, desarrollaría el negocio nacional chileno, lo que, en su caso, representaría una amplia simplificación respecto de la actual estructura.

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

Como parte del acuerdo de división, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis S.A. desde la suma de \$5.804.447.986.087, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de \$3.575.339.011.549, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile S.A. en la suma de \$2.229.108.974.538 correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis Américas, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis S.A. y Enersis Chile S.A., asignándose a ésta última los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida junta.

Por su parte, se aprobaron los estatutos de Enersis Chile S.A., la que desde su entrada en vigencia se someterá en forma anticipada y voluntariamente a las normas establecidas en el artículo 50 Bis de la Ley de Sociedades Anónimas relativas a la elección de directores independientes y creación de Comité de Directores.

En cumplimiento de lo acordado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. celebrada el 18 de diciembre de 2015, 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 S.A. y que ha dispuesto el otorgamiento 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 en la mencionada Junta, la división de Enersis S.A. se hizo efectiva a contar del 1 de marzo de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Enersis Chile S.A. comenzó su existencia y se verificó la disminución de capital y demás reformas estatutarias de Enersis S.A., la cual pasó formalmente a denominarse Enersis Américas S.A. a partir del 1 de febrero de 2016. Las acciones en que se divide el capital social de Enersis Chile S.A. se distribuyeron liberadas de todo pago a los accionistas de Enersis Américas S.A. con derecho a recibirlas el 21 de abril de 2016.

1.1 Actividad del Grupo

Enel Chile S.A., (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus entidades filiales, integran el Grupo Enel Chile (en adelante "Enel Chile" o el "Grupo").

Enel Chile 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, desde el 13 de abril de 2016 y en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica (SEC) desde el 31 de marzo de 2016. Adicionalmente, sus acciones transan en la Bolsa de Comercio de Santiago, en la Bolsa Electrónica de Chile, en la Bolsa de Valores de Valparaíso y en la New York Stock Exchange desde el 21 de abril de 2016.

Enel Chile es filial de Enel Iberoamérica S.R.L., entidad que a su vez es controlada por Enel, S.p.A.

La Sociedad fue constituida inicialmente bajo la razón social de Enersis Chile S.A., el 22 de enero de 2016. La existencia de la compañía bajo su actual nombre, Enel Chile S.A., data del 18 de octubre de 2016, cuando se cambió su razón social mediante modificación de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que está llevando a cabo el Grupo. Para efectos tributarios la sociedad opera bajo Rol Único Tributario 76.536.353-5.

Al 31 de diciembre de 2016 la dotación del Grupo alcanzó los 2.010 trabajadores. En promedio la dotación del Grupo durante el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 fue de 2.015 trabajadores (ver Nota 34).

Enel Chile tiene como objeto 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 así mismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería. Adicionalmente, también tiene como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualquiera de las 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.

2. BASES DE PRESENTACION DE LOS ESTADOS FINANCIEROS CONSOLIDADOS

2.1 Bases de preparación

Los estados financieros consolidados de Enel Chile al 31 de diciembre de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 28 de febrero de 2017, han sido preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Chile y sus filiales al 31 de diciembre de 2016 y 1 de marzo de 2016, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016.

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

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

Tal como se describe en Nota 1, Enel Chile es una sociedad de reciente creación y representa una continuación de un negocio ya existente, específicamente de las actividades dentro de Chile que anteriormente desarrollaba la sociedad relacionada Enel Américas S.A. y cuyas participaciones societarias y activos y pasivos asociados le fueron transferidos con fecha 1 de marzo de 2016. Al tratarse de una operación bajo control común, Enel Chile ha considerado los mismos saldos que anteriormente formaban parte de los estados financieros consolidados de Enel Américas S.A., en lo relativo a sus actividades desarrolladas en Chile en su estado de situación financiera de apertura al 1 de marzo de 2016, el cual tiene como propósito dar efecto al resultado de la reestructuración societaria descrita en la Nota 1.

2.2 Nuevos pronunciamientos contables

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

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

| Nuevas Normas | Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del: |
|---|--|
| NIIF 9: <i>Instrumentos Financieros</i> | 1 de enero de 2018 |
| NIIF 15: <i>Ingreso de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes</i> | 1 de enero de 2018 |
| NIIF 16: <i>Arrendamientos</i> | 1 de enero de 2019 |

- **NIIF 9 “Instrumentos Financieros”**

En julio de 2014, el IASB emitió la versión final de la NIIF 9, que sustituye a la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición” y a todas las versiones anteriores de la NIIF 9. Este nuevo estándar reúne los resultados de las tres fases del proyecto del IASB sobre instrumentos financieros: clasificación y medición, deterioro y contabilidad de cobertura.

La NIIF 9 es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018 y se permite su adopción anticipada. La norma tiene muchas reglas específicas de transición, excepciones y exenciones, pero, con carácter general, se aplicará retroactivamente, salvo la mayor parte de los requisitos de la contabilidad de coberturas, que serán prospectivos. La NIIF 9 no requiere reexpresar períodos anteriores de manera obligatoria. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

El impacto real de la adopción de NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo en 2018 no se conoce aún y no puede estimarse de forma fiable, ya que dependerá de los instrumentos financieros que el Grupo posea y de las condiciones económicas en la fecha de su adopción, así como de las elecciones y juicios contables que se realicen durante el período de implementación. Sin embargo, el Grupo ha realizado una evaluación preliminar del impacto potencial, que se basa en la información actualmente disponible y, por lo tanto, puede estar sujeta a cambios derivados de los análisis detallados a desarrollar o de nueva información disponible en el futuro.

i) Clasificación y medición

La NIIF 9 introduce un nuevo enfoque de clasificación de los *activos financieros*, basado en dos conceptos: las características de los flujos de efectivo contractuales del activo financiero y el modelo de negocio de la compañía. Bajo este nuevo enfoque se sustituyen las cuatro categorías de clasificación de la NIC 39 por las tres categorías siguientes:

- costo amortizado;
- valor razonable con cambios en otro resultado integral; o
- valor razonable con cambios en resultados

Respecto a los *pasivos financieros*, la NIIF 9 conserva en gran medida los requisitos existentes en la NIC 39 para su clasificación. No obstante, hay nuevos requisitos contables para los pasivos valorados bajo la opción de designación inicial a valor razonable con cambios en resultados. En este caso, los cambios en el valor razonable originados por la variación del “riesgo de crédito propio” se registran en otro resultado integral.

Sobre la base de su evaluación preliminar, el Grupo considera que los nuevos requisitos de clasificación y medición de *activos financieros* y *pasivos financieros*, de haberse aplicado al 31 de diciembre de 2016, no hubieran generado efectos significativos en los estados financieros consolidados.

ii) Deterioro

El nuevo modelo de deterioro de NIIF 9 se basa en pérdidas crediticias esperadas, a diferencia del modelo de pérdida incurrida de NIC 39. Esto significa que con NIIF 9, los deterioros se registrarán, con carácter general, de forma anticipada a los actuales.

El nuevo modelo de deterioro se aplicará a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral. Las provisiones por deterioro se medirán en base a:

- las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses, o
- las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo, si en la fecha de presentación de los estados financieros se produjera un aumento significativo en el riesgo crediticio de un instrumento financiero, desde el reconocimiento inicial.

La norma permite aplicar un enfoque simplificado para cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos, de modo que el deterioro se registre siempre en referencia a las pérdidas esperadas durante toda la vida del activo. El Grupo preliminarmente estima que aplicará el enfoque simplificado a todas las cuentas comerciales por cobrar.

iii) Contabilidad de cobertura

La NIIF 9 introduce un nuevo modelo de contabilidad de coberturas, con el objetivo de alinear la contabilidad más estrechamente con las actividades de gestión de riesgos de las compañías y establecer un enfoque más basado en principios. El nuevo enfoque permitirá reflejar mejor las actividades de gestión de riesgos en los estados financieros, permitiendo que más elementos sean elegibles como elementos cubiertos: componente de riesgo de partidas no financiero, posiciones netas y exposiciones agregadas (es decir, una combinación de una exposición no derivada y un derivado).

Al aplicar por primera vez la NIIF 9, el Grupo puede elegir como política contable seguir aplicando los requisitos de contabilidad de cobertura de la NIC 39, en lugar de los requisitos de la NIIF 9. El plan actual del grupo es aplicar los nuevos requisitos de la NIIF 9 en la fecha de su adopción.

El Grupo considera que todas las relaciones de cobertura existentes actualmente, y que han sido designadas como coberturas eficaces, seguirán siendo aptas para la contabilidad de cobertura de acuerdo con NIIF 9. Enel Chile evaluará los posibles cambios relacionados con la contabilización del valor temporal de las opciones, los puntos forward o el diferencial de la base monetaria con mayor detalle en el futuro.

- **NIIF 15 “Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes”**

En mayo de 2015, el IASB emitió la NIIF 15, norma que establece un modelo de cinco pasos para contabilizar los ingresos derivados de contratos con clientes. De acuerdo a esta norma, los ingresos se reconocen por un monto que refleje la contraprestación a la que la entidad espera tener derecho a cambio de transferir bienes o servicios a un cliente.

La nueva norma de ingresos reemplazará a todas las normas actuales relacionadas con el reconocimiento de ingresos:

- NIC 11 *Contratos de Construcción*;
- NIC 18 *Ingresos de Actividades Ordinarias*;
- CINIIF 13 *Programas de Fidelización de Clientes*;
- CINIIF 15 *Acuerdos para la Construcción de Inmuebles*;
- CINIIF 18 *Transferencias de Activos procedentes de Clientes*; y
- SIC-31 *Ingresos—Permutas de Servicios de Publicidad*.

Se requiere aplicar la norma para períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2018, utilizando el método retrospectivo con soluciones prácticas o el método del efecto acumulado. Se permite la adopción anticipada. El Grupo preliminarmente estima que en la fecha de aplicación obligatoria aplicará el método del efecto acumulado. Como resultado el Grupo aplicará la NIIF 15 de forma retroactiva sólo a contratos vigentes en la fecha de aplicación inicial, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas del período de presentación anual que incluya la fecha de aplicación inicial.

El Grupo ha realizado una evaluación preliminar de la NIIF 15, determinando que, de haberse aplicado esta normativa al 31 de diciembre de 2016, no se habrían generado efectos significativos en los estados financieros consolidados del Grupo.

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas actuales. Los requisitos de divulgación representan un cambio significativo respecto a la práctica actual y aumentan significativamente el volumen de revelaciones a incluir en los estados financieros del Grupo. Durante el año 2017, de acuerdo al cronograma de implementación de la NIIF 15 establecido en el Grupo, se evaluará y realizarán los cambios y mejoras que sean necesarios en los sistemas, controles internos, políticas y procedimientos, para recopilar y divulgar la información requerida.

- **NIIF 16 “Arrendamientos”**

La NIIF 16 fue emitida en enero de 2016 por el IASB, la cual establece los principios para el reconocimiento, medición, presentación y revelación de los arrendamientos. La nueva norma sustituye a la actual NIC 17 “Arrendamientos” y a sus interpretaciones: CINIIF 4 “Determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento”, SIC 15 “Arrendamiento operativos – incentivos” y SIC 27 “Evaluación de la esencia de las transacciones que adoptan la forma legal de un arrendamiento”.

La norma es efectiva para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La adopción anticipada está permitida para las compañías que aplican la NIIF 15 antes de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

La NIIF 16 plantea una serie de soluciones prácticas para la transición, tanto para la definición de arrendamiento como para la aplicación retroactiva de la norma. El Grupo aún no ha decidido si utilizará alguna o todas las soluciones prácticas.

- i) Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo.
- ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

El Grupo está actualmente realizando una evaluación inicial del impacto potencial de NIIF 16 en los estados financieros consolidados. El efecto cuantitativo dependerá, entre otras cosas, del método de transición elegido, de en qué medida el Grupo utilice las soluciones prácticas y las exenciones de reconocimiento, y de cualquier

arrendamiento adicional que el Grupo celebre en el futuro. Enel Chile espera revelar su método de transición e información cuantitativa antes de la fecha de adopción.

| Interpretaciones, Mejoras y Enmiendas | Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del: |
|--|--|
| <p>Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas</p> <p><i>El objetivo de las enmiendas a NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” es aclarar la contabilización de activos por impuestos diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable.</i></p> | <p>1 de enero de 2017</p> |
| <p>Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar</p> <p><i>Las modificaciones a NIC 7 “Estado de Flujos de Efectivo” forman parte de la iniciativa del IASB para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones introducen requerimientos adicionales de revelación a cerca de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo.</i></p> | <p>1 de enero de 2017</p> |
| <p>Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016)</p> <p><i>Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 1 “Adopción por primera vez de las NIIF”, “NIIF 12 “Información a revelar sobre participaciones en otra entidades” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”.</i></p> | <p>NIIF 12: 1 de enero de 2017 NIIF 1: 1 de enero de 2018 NIC 28: 1 de enero de 2018</p> |
| <p>CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada</p> <p><i>Esta interpretación se refiere aborda la forma de determinar la fecha de transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados.</i></p> | <p>1 de enero de 2018</p> |
| <p>Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones</p> <p><i>Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) los efectos de las condiciones de irrevocabilidad de la concesión, y de las condiciones distintas a la irrevocabilidad, en la medición de los pagos basados en acciones liquidados en efectivo; ii) transacciones de pagos basados en acciones con características de liquidación neta en la retención de las obligaciones tributarias; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.</i></p> | <p>1 de enero de 2018</p> |
| <p>Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión</p> <p><i>El IASB emitió esta enmienda para aclarar si un cambio en la intención de la administración es insuficiente por sí misma para justificar que una propiedad previamente reconocida sea reclasificada de la categoría de propiedad de inversión.</i></p> | <p>1 de enero de 2018</p> |

Interpretaciones, Mejoras y Enmiendas

Aplicación obligatoria
para períodos anuales
iniciados a partir del:

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

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

Por determinar

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

La Administración estima que la CINIIF 22 y las enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Enel Chile 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 Enel Chile, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Administración 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:

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE) para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.e).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.1.1 y 23).
- 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.h y 20).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).

- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, 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 futuros.

2.4 Sociedades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Chile, 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.

Enel Chile tiene poder sobre sus filiales cuando se 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 significativa los rendimientos de la filial.

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

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

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

2.4.1 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

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

2.5 Entidades asociadas

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

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

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

En el Anexo N° 3 *Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos* de los presentes estados financieros consolidados, se describe la relación de Enel Chile con cada una de dichas sociedades.

2.6 Acuerdos Conjuntos

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

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

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

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

Enel Chile actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

En el Anexo N° 3 *Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos* de los presentes estados financieros consolidados, se describe la relación de Enel Chile con cada una de dichas sociedades.

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

Las entidades 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 los estados de resultados integrales consolidados desde la fecha en que Enel Chile obtiene el control de la sociedad filial hasta la fecha en que pierde el control sobre ésta.

La consolidación de las operaciones de Enel Chile 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 adquirida 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 que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de períodos anteriores se revisa, en la medida que sea necesario, lo que incluye la realización de cambios en la depreciación, amortización u otros efectos sobre el resultado reconocidos para completar la contabilización inicial.

En el caso de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, en la fecha de adquisición, se mide a valor razonable la participación previamente mantenida en el patrimonio de la entidad 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 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 promedio 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 conversión” dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral.
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 entidades 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 “unificación de intereses”. 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 15 b.1).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15 b.2).
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).

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 incurrir.

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 entidades consolidadas esperan utilizarlos. La vida útil estimada y los valores residuales se revisan al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

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

| Clases de Propiedades, plantas y equipos | Intervalo de años de vida útil estimada |
|--|---|
| Edificios | 10 – 60 |
| Planta y equipos | 6 – 65 |
| Equipamiento de tecnología de la información | 3 – 15 |
| Instalaciones fijas y accesorios | 2 – 40 |
| Vehículos de motor | 5 – 10 |

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

| Clases de Propiedades, plantas y equipos | Intervalo de años de vida útil estimada |
|--|---|
| Generación: | |
| Centrales hidráulicas | |
| Obra civil | 10 – 65 |
| Equipo electromecánico | 10 – 40 |
| Centrales Carbón/Fuel | 25 – 40 |
| Centrales de Ciclo combinado | 10 – 25 |
| Renovables | 20 |
| Distribución: | |
| Red de alta tensión | 10 – 60 |
| Red de baja y media tensión | 10 – 50 |
| Equipos de medida y telecontrol | 10 – 50 |
| Subestaciones primarias | 6 – 25 |
| Transporte de gas natural: | |
| Gasoductos | 20 |

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

Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de ítems de propiedades, planta y equipos, se reconocen como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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 como “Otras ganancias (pérdidas)” en el estado de resultados integrales 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 16.

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 el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la filial. Durante el período de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

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

Tras el reconocimiento inicial, la plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable, o cuando existan indicios, se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al registro del deterioro en el resultado del período (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 01 de marzo y 31 de diciembre de 2016, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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 período y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

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.

d.1) Costos de investigación y desarrollo.

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

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

d.2) 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 4 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua tienen vida útil indefinida, y por lo tanto, no se amortizan.

e) Deterioro del valor de los activos no financieros.

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

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

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

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.

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias

de crecimiento a largo plazo para el sector. Al cierre de 2016, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones se ubicaron entre un 4,6% y 4,7%.

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 al cierre de 2016 se ubicaron entre un 8,1% y un 12,2%.

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

f) Arrendamientos.

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Chile 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 Notas 3.i y 12) y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, 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. Estas 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 (ver Nota 7).

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 período.

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

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

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 del segmento de generación como del segmento de distribución de energía eléctrica, se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 8).
- Para el caso de los activos financieros con origen financiero, que se incluyen dentro de las categorías “Préstamos y cuentas por cobrar” e “Inversiones mantenidas hasta el vencimiento”, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, y se mide como la diferencia entre el valor contable y el valor presente de los flujos de efectivo futuros estimados, descontados a la tasa de interés efectiva original (ver Notas 7 y 20).

- 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 inicialmente a valor razonable, 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 21, 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 los 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 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 traspassa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio, entendiéndose por tal, en el caso de los contratos de compras de combustible su uso para la generación de electricidad, en los de compra de electricidad para comercialización, su venta a clientes finales y en los de venta de electricidad, la venta al cliente final.

- Las proyecciones futuras del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.
- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.
- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

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

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

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, aun reteniéndolos, se han asumido obligaciones contractuales que determinan el pago de dichos flujos a uno o más receptores.
- El Grupo ha traspasado sustancialmente los riesgos y beneficios derivados de su titularidad o, si no los ha cedido ni retenido de manera sustancial, cuando no retenga el control de activo.

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

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

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 del pasivo determinado de acuerdo con la política contable de provisiones ver la Nota 3.I; y

- el valor del activo inicialmente reconocido menos, cuando proceda, la amortización acumulada registrada de acuerdo con la política de reconocimiento de ingresos (ver Nota 3.p).

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 20.3.

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 asociada o negocio conjunto. 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 libros 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 "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos" de los presentes estados financieros Consolidados, se describe la relación de Enel Chile con cada una de estas entidades.

j) 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

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

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

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

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

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

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

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

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

propietarios” y respectivos pasivos en una única línea denominada “Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios”.

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

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

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

k) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior. El valor neto de realización es el precio de venta estimado del activo en el curso normal de la operación, menos los costos de venta aplicables.

Lo costos incluyen el precio de compra más los costos incurridos necesarios para darles su condición y ubicación actuales, netos de descuentos comerciales y otras rebajas.

l) Provisiones.

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

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

Las provisiones son revisadas al cierre de cada 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.

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

Algunas de las empresas del Grupo tienen contraídos compromisos por pensiones y otros similares con sus trabajadores. Dichos compromisos, relacionados con planes de prestación 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 entidades consolidadas 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.

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

m) Conversión de saldos en moneda extranjera.

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el 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 entidad, 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 las filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se registran como un componente de "Otro Resultado Integral", netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

En el estado de situación financiera adjunto, los saldos se clasifican 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 del Grupo, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

o) Impuesto a las ganancias.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos.

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

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

- Generación y transmisión de energía eléctrica: los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal determinado en el mercado spot, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (ver Nota 2.3 y Nota 25).
- 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 y Nota 25).

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 (ver Nota 25).

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

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

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

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

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

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

q) **Ganancia (pérdida) por acción.**

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

Entre el 01 de marzo y el 31 de diciembre de 2016, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) **Dividendos.**

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

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

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

s) **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.

a) Marco regulatorio:

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 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, proponer planes de expansión de la transmisión y 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, agrupando 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.

El Ministerio de Energía cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES), el que en noviembre de 2014 reemplazó al Centro de Energías Renovables (CER).

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. Actualmente, se encuentra en desarrollo el proyecto de 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, el mercado eléctrico chileno se encuentra coordinado por un organismo independiente de derecho público, denominado Coordinador Eléctrico Nacional, cuya función es operar de manera segura y económica, los actuales Sistemas Interconectados Central y del Norte Grande y en el futuro próximo el Sistema Eléctrico Nacional. El Coordinador Eléctrico Nacional 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.

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. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

a.1 Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía 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:

Cientes 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.

Empresas Distribuidoras, para el suministro a sus clientes regulados, a través de licitaciones públicas reguladas por la CNE, y para el suministro a sus clientes libres, a través de contratos bilaterales.

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 Coordinador Nacional Eléctrico 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 sistema. 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 Coordinador Nacional Eléctrico en forma anual, del cual se obtiene la potencia firme para cada central, valor que es independiente de su despacho.

Energías renovables no convencionales

La Ley 20.257 de abril de 2008, incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obligó a los generadores a que, entre 2010 y 2014, al menos un 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, hasta alcanzar 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.

a.2 Segmento de Transmisión

Los sistemas de transmisión se encuentran conformados por las líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico y que no correspondan a instalaciones de distribución. Se encuentran divididos en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada. Son también parte del segmento de Transmisión, los Sistemas de Interconexiones Internacionales, los que se rigen por normas especiales.

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias. La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de transmisión nacional y zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años. En dicho proceso, se determina el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuatrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de transmisión nacional y zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, en que el Coordinador Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía. Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas con licitaciones abiertas a cualquier oferente y obras de expansión de instalaciones existentes, en cuyo caso la propiedad de la expansión corresponde al propietario de la instalaciones original que se modifica. La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para

los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir el año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

a.3 Segmento de Distribución

El segmento de distribución corresponde a las instalaciones eléctricas destinadas al suministro de electricidad a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV. Las empresas de distribución operan bajo un régimen de concesión de servicio público, con obligación de prestación de servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

Las empresas de distribución pueden abastecer tanto a clientes regulados, bajo condiciones de suministro reguladas por la Ley, como a clientes no regulados, cuyas condiciones de suministro son libremente negociadas y acordadas en contratos bilaterales con los suministradores de energía (generadores o empresas de distribución).

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos de licitación son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de cinco años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda, la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo y además existe un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos para determinar el valor agregado de distribución basado en empresas modelo, que se compone de costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de distribución. Tanto la CNE, como las empresas de distribución agrupadas por áreas típicas, encargan estudios a consultores independientes. El valor agregado de distribución se obtiene ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por las empresas en la razón 2/3 – 1/3 respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del $\pm 4\%$.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años, con oportunidad del Cálculo del Valor Agregado de Distribución la revisión de los servicios asociados no consistentes en suministros de energía que el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia califique como sujetos a regulación tarifaria.

El modelo tarifario de distribución chileno es un modelo consolidado, ya con ocho fijaciones tarifarias realizadas desde la privatización del sector.

b) Temas Regulatorios 2016

Política Nacional de Energía

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 gobierno.

En este contexto, el 29 de Febrero de 2016, el Ministerio de Energía pública en Diario Oficial la aprobación de la Política Nacional de Energía contenida en el documento denominado: “Energía 2050: Política Energética de Chile”, con el fin de entregar al país una visión energética de largo plazo. La Política Nacional de Energía se sustenta en cuatro pilares: Seguridad y Calidad de Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente y Eficiencia y Educación Energética.

Ley 20.928 – Ley de Equidad Tarifaria

El Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial, el día 22 de junio de 2016, la Ley 20.928 que “Establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos”, modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N°4, de 2006. Esta ley establece que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, incrementado en un 10% del mismo. Las diferencias que se generen por la aplicación de este mecanismo serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh.

Además, establece que para aquellas comunas intensivas en generación eléctrica ubicadas en los sistemas eléctricos con capacidad instalada superior a 200 MW, se aplicará un descuento a la componente de energía del precio de nudo que las concesionarias de distribución traspasan a los suministros sometidos a regulación de precios.

Ley 20.936 – Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016, fue publicada en el Diario Oficial la ley de Transmisión, que reestructura el esquema de operación del sistema eléctrico, introduciendo un único coordinador nacional independiente que reemplaza a los Centros de Despacho Económicos de Carga- CDECs (sin perjuicio de la subsistencia de algunos sistemas eléctricos medianos y aislados). Adicionalmente, el Estado asume un rol principal en la planificación de la transmisión y posterior licitación y adjudicación de obras nuevas y de ampliación. Se extiende el acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión. Se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un único proceso y se modifica el esquema de remuneración de las mismas mediante la aplicación de una tarifa estampillada de cargo de la demanda; entre otros aspectos relevantes de la ley.

Ley de Distribución

El día 29 de septiembre de 2016 se celebró el Seminario “El Futuro de la Distribución de Energía Eléctrica”, evento con el cual se dio inicio formal al proceso de discusión nacional de la nueva ley de distribución.

Dicho proceso liderado por el Ministerio de Energía, cuenta con la colaboración de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Durante los meses de noviembre y diciembre de 2016 y hasta fines de enero de 2017, se llevarán a cabo talleres en cuatro ámbitos de discusión: “Desarrollo de la red de distribución”, “Financiamiento de la red del futuro y su tarificación”, “Modelos de negocio de la distribución” y “Servicios de la red del futuro”.

c) Revisiones tarifarias y procesos de suministro

c.1 Fijación Tarifas de Distribución

Durante 2012, se llevó a cabo el proceso de fijación de tarifas de distribución y de servicios asociados a la distribución para el cuatrienio 2012-2016, que culminó con la publicación en el Diario Oficial de las tarifas a través del Decreto N°1T. De acuerdo con lo estipulado en la normativa, dichas tarifas rigieron hasta el 3 Noviembre de 2016.

Por otra parte, a fines de 2015, la Comisión Nacional de Energía (en adelante, CNE) publicó la Resolución Exenta N°699 comunicando la definición de Áreas Típicas y las bases para el “Estudio de Valor Agregado de Distribución; Cuatrienio 2016-2020”, y las bases para el “Estudio de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, dando así el inicio oficial al proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

De las 6 áreas típicas de distribución fijadas por la CNE que se tarifican de forma individual, Enel Distribución Chile fue catalogada dentro del área típica 1, al igual que en el proceso anterior, reflejando la mayor densidad de sus redes y, por lo tanto, menores costos que las otras empresas del sector. Las filiales Empresa Eléctrica Colina y Luz Andes, al igual que en el proceso anterior, fueron clasificadas en las áreas típicas 4 y 2, respectivamente.

En febrero de 2016, la CNE publicó en diario oficial la Resolución Exenta N°83 con la lista de empresas consultoras elegibles por las empresas concesionarias de distribución. Con estos antecedentes, en abril de 2016 Enel Distribución Chile adjudicó al Consultor Systepe Ingeniería y Diseños S.A para efectuar el Estudio de Valor Agregado de Distribución Cuatrienio 2016-2020.

El 5 de septiembre de 2016, Enel Distribución Chile entregó el estudio a la autoridad, cumpliendo con los requerimientos señalados en la Ley, en tiempo y forma.

El proceso de fijación de tarifas para el cuatrienio 2016 -2020, se encuentra en desarrollo y culminará con la publicación del decreto tarifario que tendrá vigencia desde el 4 de noviembre de 2016.

Las tarifas a cliente final que rigieron durante 2016 fueron determinadas sobre la base de los siguientes decretos:

- i) Decreto N°1T, que fija fórmulas tarifarias aplicables a los suministros sujetos a precios regulados, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 4 de noviembre de 2012 hasta el 3 de noviembre de 2016.

ii) Decreto N° 14, que fija tarifas de sistemas de Subtransmisión y de transmisión adicional y sus fórmulas de indexación, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013 y que rige retroactivamente desde el 1 de enero de 2011 al 31 de diciembre de 2014. Decreto 7T que extiende la vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015.

iii) Decretos de Precios:

-Precios de nudo promedio:

Con fecha 4 de enero de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°22T que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de septiembre de 2015.

Con fecha 21 de enero de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°24T que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de noviembre de 2015.

Con fecha 4 de marzo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°1T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de enero de 2016.

Con fecha 23 de mayo de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°4T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de marzo de 2016.

Con fecha 17 de junio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°7T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de abril de 2016.

Con fecha 6 de agosto de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

Con fecha 1 de septiembre de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°9T, que fija los precios de nudo para suministros de electricidad con motivo de la Ley N°20.928 sobre Equidad Tarifaria en lo relativo al Reconocimiento de Generación Local, con efecto retroactivo a contar del 1 de agosto de 2016.

-Precios de nudo de corto plazo:

Con fecha 2 de julio de 2016, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°5T, que fija los precios de nudo de corto plazo para suministros de electricidad, con efecto retroactivo a contar del 1 de mayo de 2016.

A la fecha no se ha publicado el decreto correspondiente a diciembre de 2016.

c.2 Fijación de Tarifas de Subtransmisión

Las tarifas del segmento de Subtransmisión se establecen cada cuatro años. Las empresas de Subtransmisión, agrupadas por sistemas de acuerdo a la calificación de instalaciones indicadas por la Comisión Nacional de Energía, se someten a un proceso para la determinación del Valor Anual de los Sistemas de Subtransmisión, que permite fijar las tarifas por uso de los sistemas de Subtransmisión.

El 29 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.805 que, entre otras cosas, facultó al Ministerio de Energía para extender en un año el decreto CNE N°14 de 2012, que establecía las tarifas de Subtransmisión para el cuatrienio 2011-2014 (es decir, dicho decreto tarifario sería vigente para el periodo 2011 -2015, y, además, se retrasaría en un año la vigencia del proceso tarifario 2015-2018 (es decir 2016-2019).

En ese contexto, el 22 de Abril de 2015 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto 7T, haciendo efectiva la extensión del plazo de vigencia del decreto tarifario de Subtransmisión, y señalando expresamente que las nuevas tarifas entrarían en vigencia el 1 de Enero de 2016.

Sin perjuicio de lo anterior, el 20 de Julio de 2016 se publica la Ley 20.936 que establece un nuevo marco regulatorio para los sistemas de transmisión de energía eléctrica, incluyendo al segmento Subtransmisión. De acuerdo a lo estipulado en el artículo undécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, la vigencia del decreto de tarifario de Subtransmisión se vuelve a extender (Decreto N°14 de 2012) hasta el 31 de diciembre de 2017.

En relación al período 2016-2017, el 29 de Diciembre de 2016 se publica la Resolución Exenta CNE N°940, la cual define los ajustes necesarios al Decreto N°14 para extender su vigencia durante los años 2016 y 2017. El alcance principal de estos ajustes corresponde a la exención de pago por uso de sistemas de Subtransmisión por parte de centrales generadoras que inyecten a través de los sistemas de Subtransmisión.

Al proceso tarifario 2016-2019 se le dará continuidad y, de acuerdo a lo estipulado en el artículo duodécimo de las disposiciones transitorias de la Ley 20.936, sus resultados serán utilizados para tarificar el periodo 2018 -2019.

c.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

Con fecha 14 de marzo de 2014, el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial el Decreto N°8T, que fija los precios de los servicios no consistentes en suministros de energía asociados a la distribución eléctrica. Estos valores rigen a partir de la fecha en que se publicó el decreto de manera no retroactiva y hasta la fecha, son los valores vigentes.

A fines de 2015, la CNE publicó la R.E. N°699 que comunica, entre otros, las bases para los “Estudios de Costos de Servicios Asociados al Suministro de Electricidad de Distribución”, con ocasión del proceso de fijación de tarifas de distribución 2016-2020.

Estas bases incorporan cinco nuevos servicios, entre los cuales destacan, la “Ejecución o instalación de empalmes provisorios” y el “Arriendo de empalmes provisorios”.

Al término del año 2016, no se ha publicado decreto tarifario que fijará nuevas tarifas.

c.4 Licitaciones

Bajo la nueva ley de licitaciones, se ha desarrollado dos procesos: Licitación de Suministro 2015/01 y Licitación de Suministro 2015/02.

El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.200 GWh/año (100%).

Cabe destacar que en este proceso, el precio promedio ponderado de la adjudicación fue 79,3 \$US/MWh, 30% menos que el precio observado en la últimas licitaciones, indicando que las modificaciones a la ley permiten, efectivamente, la reducción del precio al mejorar la competencia y reducir el riesgo de los generadores.

El proceso 2015/01 se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación y culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.430 GWh/año (100%) a 84 empresas a un precio promedio ponderado de 47,6 US\$/MWh, incorporándose nuevos actores al mercado.

El principal adjudicatario del proceso 2015/01 correspondió a Enel Generación Chile que adjudicó contratos de suministro por 5.918 GWh/año, representando el 47,6% del total adjudicado.

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

Con fecha 16 de diciembre de 2016 nuestra filial, Enel Generación Chile acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Aerio Chile SpA ("Aerio Chile"), sociedad que es de total propiedad (indirecta) de REN –Redes Energeticas Nacionais, S.G.P.S., S.A., en virtud del cual Enel Generación Chile venderá la totalidad de la participación de que es titular en Electrogas S.A., representativa de un 42,5% del capital de dicha sociedad. El precio acordado asciende a la cantidad de USD 180 millones (aprox. M\$120.544.600), el cual se pagará en la fecha de cierre de la referida transacción.

La venta de esta participación a Aerio Chile está sujeta al cumplimiento de condiciones habituales para este tipo de transacciones, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de Electrogas S.A., de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el pacto de accionistas suscrito entre los accionistas de dicha sociedad. Finalmente la venta se perfeccionó en febrero de 2017 (ver nota 38).

Electrogas S.A. tiene por objeto prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia o ajena, para lo cual puede construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

Tal como se describe en la nota 3.j), los activos no corrientes y grupos en desapropiación clasificados como mantenidos para la venta, han sido registrados al menor de su valor en libros o su valor razonable menos los costos de venta. La inversión en Electrogas S.A. no representa una línea de negocio significativa para Enel Generación Chile.

A continuación se presenta el saldo de la inversión de Enel Generación Chile en Electrogas S.A. al 31 de diciembre de 2016, el cual se ha sido clasificado como mantenido para la venta:

| Patrimonio Electrogas S.A. | Participación | Valor de inversión en Electrogas S.A. |
|----------------------------|---------------|---------------------------------------|
| M\$ | % | M\$ |
| 30.571.784 | 42,5 | 12.993.008 |

6. EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO.

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

| Efectivo y Equivalentes al Efectivo | Saldo al | |
|--|--------------------|--------------------|
| | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
| Efectivo en caja | 48.002 | 10.081 |
| Saldos en bancos | 48.556.736 | 34.617.669 |
| Depósitos a corto plazo | 17.325.478 | 103.250 |
| Otro efectivo y equivalentes al efectivo | 180.068.976 | 126.287.932 |
| Total | 245.999.192 | 161.018.932 |

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. En relación a la línea de Otro efectivo y equivalente de efectivo, corresponde a instrumentos de renta fija, 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 | 31/12/2016 | 01/03/2016 |
|----------------------|--------------------|--------------------|
| | M\$ | M\$ |
| \$ Chilenos | 235.993.647 | 152.486.332 |
| \$ Argentinos | 4.807.406 | 4.849.707 |
| US\$ Estadounidenses | 5.198.139 | 3.682.893 |
| Total | 245.999.192 | 161.018.932 |

- c) No se han efectuado pagos para obtener el control de entidades consolidadas, al 31 de diciembre de 2016.
- d) No se han recibido montos por la venta de participación de entidades consolidadas al 31 de diciembre de 2016.

7. OTROS ACTIVOS FINANCIEROS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

| Otros activos financieros | Corrientes | | No corrientes | |
|--|----------------|----------------|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2016 | 01/03/2016 | 31/12/2016 | 01/03/2016 |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez | - | - | 2.616.239 | 3.001.868 |
| Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan | - | - | 25.381 | 32.133 |
| Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*) | 462.801 | 132.406 | 652.733 | - |
| Instrumentos derivados de cobertura | 121.443 | 436.069 | 25.533.189 | 22.111.234 |
| Total | 584.244 | 568.475 | 28.827.542 | 25.145.235 |

(*) ver nota 20.1

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

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

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

| Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto | 31/12/2016 | | 01/03/2016 | |
|---|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| | Corriente | No corriente | Corriente | No corriente |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto | 484.533.736 | 33.500.105 | 620.120.013 | 14.550.780 |
| Cuentas comerciales por cobrar, bruto | 414.184.116 | 8.369.878 | 509.338.365 | 3.131.302 |
| Otras cuentas por cobrar, bruto (1) | 70.349.620 | 25.130.227 | 110.781.648 | 11.419.478 |

| Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto | 31/12/2016 | | 01/03/2016 | |
|--|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| | Corriente | No corriente | Corriente | No corriente |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto | 445.071.856 | 33.500.105 | 583.273.636 | 14.550.780 |
| Cuentas comerciales por cobrar, neto (2) | 382.487.300 | 8.369.878 | 480.786.729 | 3.131.302 |
| Otras cuentas por cobrar, neto (1) | 62.584.556 | 25.130.227 | 102.486.907 | 11.419.478 |

(1) Incluye al 31 de diciembre de 2016, cuentas por cobrar al personal por M\$11.167.266 (M\$16.124.105 al 01 de marzo de 2016), e impuestos por recuperar (IVA) por M\$18.658.849 (M\$66.500.022 al 01 de marzo de 2016).

(2) Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución S.A. ha reconocido un menor ingreso facturado por venta de energía y potencia por M\$8.581.761, 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".

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 de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 8.1.

b) Al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 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 | 31/12/2016 | 01/03/2016 |
|---|--------------------|--------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Con antigüedad menor de tres meses | 52.259.795 | 51.110.819 |
| Con antigüedad entre tres y seis meses | 10.795.139 | 6.928.652 |
| Con antigüedad entre seis y doce meses | 15.842.450 | 22.358.194 |
| Con antigüedad mayor a doce meses | 23.338.216 | 62.681.758 |
| Total | 102.235.600 | 143.079.423 |

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 marzo de 2016 | 36.846.377 |
| Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*) | 4.172.291 |
| Montos castigados | (1.537.734) |
| Diferencias de conversión de moneda extranjera | (19.054) |
| Saldo al 31 de diciembre de 2016 | 39.461.880 |

(*) Ver nota 28.

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, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de distribución el proceso toma al menos 24 meses. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.g.3 y 19.5).

d) Información adicional:

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

9. SALDOS Y TRANSACCIONES CON PARTES RELACIONADAS.

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

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

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

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

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre Enel Chile y sus entidades relacionadas no consolidadas 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 | |
| | | | | | | | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Más de 90 días | 83.448 | 83.448 | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 129.755 | - | 218.321 | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 57.827 | 60.834 | - | - |
| 96.880.800-1 | Empresa Eléctrica Puyehue S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 64 | 64 | - | - |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Chile | Asociada | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | - | 1.808.116 | - | - |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Chile | Asociada | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | - | 405.465 | - | - |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | US\$ | Anticipo Compra de Gas | Menos de 90 días | 16.780.275 | 23.063.228 | - | - |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | US\$ | Préstamos | Menos de 90 días | - | 1.472.236 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 36.067 | - | 36.067 | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Derivados de commodities | Menos de 90 días | 587.224 | 1.858.366 | - | - |
| Extranjera | Enel Italia Servizi SRL | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 8.144 | 222.630 | - | - |
| Extranjera | Enel Italia Servizi SRL | Italia | Matriz Común | Euros | Otroservicios | Menos de 90 días | 278.834 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A. | Italia | Matriz Común | CH\$ | Derivados de commodities | Menos de 90 días | 22.321.017 | 20.397 | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 142.926 | - | 99.494 | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 8 | - | - | - |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar SpA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 98.353 | 97.411 | - | - |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar SpA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 21.774 | 34.450 | - | - |
| 76.179.024-2 | Parque Eólico Tal Tal S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 243.946 | 241.522 | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 194.879 | 112.442 | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Euros | Otroservicios | Menos de 90 días | 145.858 | 145.858 | - | - |
| 76.052.206-6 | Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 81.377 | 125.436 | - | - |
| 76.412.562-2 | Enel Green Power del Sur SPA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Venta de Energía | Menos de 90 días | 25.559 | - | - | - |
| 96.920.110-0 | Enel Green Power Chile Ltda. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 34.851 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Brasil S.A. | Brasil | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 2.121.609 | 27.482 | - | - |
| Extranjera | Enel Brasil S.A. | Brasil | Matriz Común | Real | Otroservicios | Menos de 90 días | 36.276 | 30.838 | - | - |
| Extranjera | Enel Ingeniería e Ricerca | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | - | 7.198 | - | - |
| 76.532.379-7 | Chilectra Inversud | Chile | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 150.246 | 149.609 | - | - |
| 76.532.379-7 | Chilectra Inversud | Chile | Matriz Común | CH\$ | Cuenta Corriente Mercantil | Menos de 90 días | - | 71.039 | - | - |
| Extranjera | Southern Cone Power Argentina S.A. | Argentina | Matriz Común | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | - | 3.615 | - | - |
| Extranjera | PH Chucas Costa Rica | Costa Rica | Matriz Común | \$ Col | Otroservicios | Menos de 90 días | 1.614.168 | 1.188.564 | - | - |
| Extranjero | Engesa S.A. E.S.P. | Colombia | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 29.989 | 97.257 | - | - |
| Extranjero | Engesa S.A. E.S.P. | Colombia | Matriz Común | \$ Col | Otroservicios | Menos de 90 días | 13.327 | - | - | - |
| Extranjero | Codensa S.A. | Colombia | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 423.462 | 275.292 | - | - |
| Extranjero | Enel Generación Perú S.A. | Perú | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 1.328.268 | 2.381.351 | - | - |
| Extranjero | Enel Generación Perú S.A. | Perú | Matriz Común | Soles | Otroservicios | Menos de 90 días | 15.192 | - | - | - |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Cuenta Corriente Mercantil | Menos de 90 días | 519.570 | - | - | - |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 2.356.523 | 38.655 | - | - |
| 76.532.379-7 | Chilectra Américas S.A. (*) | Chile | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | - | 127.102 | - | - |
| 76.536.351-9 | Endesa Américas S.A. (*) | Chile | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | - | 37.250 | - | - |
| Extranjero | Enel Generación Piura S.A. | Perú | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 346.061 | 177.099 | - | - |
| Extranjera | Generalma S.A.C. | Perú | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 341.948 | 273.882 | - | - |
| Extranjera | Compañía Energética Veracruz S.A.C. | Perú | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 639.233 | 596.342 | - | - |
| Extranjero | Enel Distribución Perú S.A. | Perú | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 1.251.369 | 131.233 | - | - |
| Extranjero | Empresa Distribuidora Sur S.A. | Argentina | Matriz Común | CH\$ | Otroservicios | Menos de 90 días | 398.957 | - | - | - |
| Total | | | | | | | 52.858.384 | 35.719.602 | - | - |

(*) Estas sociedades fueron fusionadas por Enel Américas S.A. el 1 de diciembre de 2016.

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

| R.U.T. | Sociedad | País de origen | Naturaleza de la relación | Moneda | Descripción de la transacción | Plazo de la transacción | Saldo al | | | |
|--------------|---|----------------|---------------------------|--------|-------------------------------|-------------------------|-------------------|--------------------|----------------|------------|
| | | | | | | | Corrientes | | No corrientes | |
| | | | | | | | 31/12/2016 | 01/03/2016 | 31/12/2016 | 01/03/2016 |
| | | | | | | | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Extranjera | Endesa España | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 273.569 | 220.920 | - | - |
| Extranjera | Enel Brasil S.A. | Brasil | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 85.864 | 72.913 | - | - |
| Extranjera | Enel Trading Argentina S.R.L. | Argentina | Matriz Común | US\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 63.992 | 68.874 | - | - |
| Extranjera | Enel Trading Argentina S.R.L. | Argentina | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 13.574 | 13.574 | - | - |
| Extranjero | Emgesa S.A. E.S.P. | Colombia | Matriz Común | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | 5.461 | 5.461 | - | - |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Préstamos | Menos de 90 días | - | 174.019.589 | - | - |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 974.374 | 80.940 | - | - |
| Extranjero | Enel Distribución Perú S.A. | Perú | Matriz Común | Soles | Otros servicios | Menos de 90 días | 2.239 | 2.238 | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Pangupulli S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | 1.695.658 | 1.096.726 | - | - |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Pangupulli S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 92.005 | 58.259 | - | - |
| 96.806.130-5 | Bectrogas S.A. | Chile | Asociada | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 331.447 | 162.139 | - | - |
| 96.806.130-5 | Bectrogas S.A. | Chile | Asociada | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 313.802 | - | - |
| 76.418.940-K | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | US\$ | Compra de Gas | Menos de 90 días | 4.872.264 | 10.039.710 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Compra carbón | Menos de 90 días | 486.980 | 4.038.043 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 379.731 | 480.537 | - | - |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | US\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 366.103 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L. | España | Matriz | \$ Col | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 67.381 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L. | España | Matriz | Real | Otros servicios | Menos de 90 días | - | 748.209 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L. | España | Matriz | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 158.909 | 62.878 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L. | España | Matriz | CH\$ | Dividendos | Menos de 90 días | 57.755.885 | 31.768.505 | - | - |
| Extranjera | Enel Iberoamérica S.R.L. | España | Matriz | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 867.838 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Distribuzione | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 705.730 | 331.906 | - | - |
| Extranjera | Enel Produzione | Italia | Matriz Común | \$ Arg | Cuenta Corriente Mercantil | Menos de 90 días | - | 259.201 | - | - |
| Extranjera | Enel Produzione | Italia | Matriz Común | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 118.261 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Produzione | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 483.665 | - | - | - |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Ricerca | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 6.343.845 | 4.819.932 | 251.527 | 251.527 |
| Extranjera | Enel Energia | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 163.911 | 57.605 | - | - |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | 379.716 | 409.989 | - | - |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa | Chile | Matriz Común | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 45.153 | 42.850 | - | - |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | Chile | Negocio Conjunto | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 332.709 | 305.945 | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente SA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | 48.434 | 82.049 | - | - |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente SA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 301 | 265 | - | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A. | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 589.896 | 301.666 | - | - |
| Extranjera | Enel Trade S.p.A. | Italia | Matriz Común | CH\$ | Derivados de commodities | Menos de 90 días | 1.103.206 | 106.723 | - | - |
| 76.179.024-2 | Parque Eólico Tal Tal S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | 2.171.864 | 2.087.099 | - | - |
| 76.179.024-2 | Parque Eólico Tal Tal S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 333 | 18 | - | - |
| 76.412.562-2 | Enel Green Power del Sur SPA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Compra de Energía | Menos de 90 días | 7.406.880 | - | - | - |
| 76.412.562-2 | Enel Green Power del Sur SPA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 87.448 | - | - | - |
| 76.412.562-2 | Enel Green Power del Sur SPA | Chile | Matriz Común | CH\$ | Peajes | Menos de 90 días | 42.901 | - | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 120.296 | 24.270 | - | - |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Euros | Otros servicios | Menos de 90 días | 564.764 | 276.249 | - | - |
| 76.052.206-6 | Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. | Chile | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 477 | 1.170.050 | - | - |
| Extranjera | Enel Italia Servizi SRL | Italia | Matriz Común | CH\$ | Otros servicios | Menos de 90 días | 1.660.149 | 55.992 | - | - |
| Total | | | | | | | 90.428.929 | 234.018.610 | 251.527 | 251.527 |

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 | Diez meses terminados al |
|--------------|---|----------------|---------------------------|---------------------------------|--------------------------|
| | | | | | 31/12/2016 |
| | | | | | Totales |
| | | | | | M\$ |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | Venta de Gas | 18.655.911 |
| Extranjera | Endesa Energía S.A. | España | Matriz Común | Consumo de Combustible | (134.393) |
| Extranjera | Endesa Generación | España | Matriz Común | Consumo de Combustible | (54.818.466) |
| Extranjera | Generalima S.A.C. | Perú | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 68.066 |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | Gastos financieros | (1.933.040) |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | Ingresos financieros | 540.259 |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 4.822.344 |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | Otros Aprovechamientos | (352) |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 182.091 |
| 94.271.000-3 | Enel Américas S.A. | Chile | Matriz Común | Otros gastos de explotación | (1.546.751) |
| Extranjera | Codensa | Colombia | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | (709) |
| Extranjera | Codensa | Colombia | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 141.664 |
| Extranjera | Enel Brasil S.A. | Brasil | Matriz Común | Otros gastos de explotación | (35.949) |
| Extranjera | Enel Brasil S.A. | Brasil | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 2.044.935 |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | Consumo de Gas | (102.686.858) |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | Transporte de Gas | (40.494.275) |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | Otros prestaciones de servicios | 82.762 |
| 76.418.940-k | GNL Chile S.A. | Chile | Asociada | Otros Ingresos financieros | (1.539) |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Chile | Asociada | Venta de Energía | 1.912.448 |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Chile | Asociada | Peajes de Electricidad | 79.203 |
| 76.788.080-4 | GNL Quintero S.A. | Chile | Asociada | Otros prestaciones de servicios | 960.390 |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (8.803.274) |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | Peajes de Electricidad | (235.950) |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 281.190 |
| 96.524.140-K | Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 116.726 |
| Extranjera | Empresa Distribuidora S.A. | Argentina | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 398.957 |
| Extranjero | Enel Distribución Perú S.A. | Perú | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 70.415 |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Chile | Asociada | Peajes de Gas | (2.750.858) |
| 96.806.130-5 | Electrogas S.A. | Chile | Asociada | Consumo de Combustible | (717.599) |
| Extranjera | Emgesa S.A. E.S.P. | Colombia | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | (2.645) |
| Extranjera | Enel Argentina S.A. | Argentina | Matriz Común | Otros gastos de explotación | (970) |
| Extranjera | Enel Generación Perú S.A. | Perú | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | (96.109) |
| Extranjera | Enel Generación Perú S.A. | Perú | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | (9.253) |
| Extranjera | Enel Generación Piura S.A. | Perú | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 168.961 |
| 77.017.930-0 | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | Chile | Negocio Conjunto | Peajes de Electricidad | (1.291.995) |
| 76.532.379-7 | Chilectra Américas S.A. | Chile | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 289.994 |
| 76.532.379-7 | Chilectra Inversud | Chile | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 637 |
| 76.536.351-9 | Endesa Américas S.A. | Chile | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 1.260.448 |
| Extranjera | PH Chucas Costa Rica | Costa Rica | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 425.604 |
| Extranjera | Compañía Energética Veracruz S.A.C. | Perú | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 42.890 |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (3.674.821) |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa | Chile | Matriz Común | Peajes de Electricidad | (188.859) |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa | Chile | Matriz Común | Otros prestaciones de servicios | 152.419 |
| 76.321.458-3 | Sociedad Almeyda Solar Spa | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 64.174 |
| 76.052.206-6 | Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (11.992.799) |
| 76.052.206-6 | Parque Eólico Valle de los Vientos S.A. | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 558.966 |
| Extranjera | Enel S.p.A. | Italia | Matriz | Otros gastos de explotación | (34.700) |
| Extranjera | Enel Italia | Chile | Matriz Común | Otros gastos de explotación | (1.547.695) |
| 76.412.562-2 | Parque Eólico Renaico SPA | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (34.952.571) |
| 76.412.562-2 | Parque Eólico Renaico SPA | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 48.322 |
| 76.412.562-2 | Parque Eólico Renaico SPA | Chile | Matriz Común | Peajes de Electricidad | (2.323) |
| 76.412.562-2 | Parque Eólico Renaico SPA | Chile | Matriz Común | Otros Prestaciones de Servicios | 15 |
| 76.179.024-2 | Parque Eólico Tal Tal S.A. | Chile | Matriz Común | Compras de Energía | (22.415.584) |
| 76.179.024-2 | Parque Eólico Tal Tal S.A. | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 23.932 |
| 96.920.110-0 | Enel Green Power Chile Ltda | Chile | Matriz Común | Otros Prestaciones de Servicios | 34.855 |
| Extranjera | Enel Distribuzione | Italia | Matriz Común | Otros gastos de explotación | (654.622) |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Innovazione | Italia | Matriz Común | Otros Prestaciones de Servicios | 30.806 |
| Extranjera | Enel Ingegneria e Innovazione | Italia | Matriz Común | Otros gastos de explotación | (328.310) |
| Extranjera | Enel Global Trading S.p.A. | Italia | Matriz Común | Otros ingresos de explotación | 9.191.693 |
| Extranjera | Enel Global Trading S.p.A. | Italia | Matriz Común | Otros Aprovechamientos | (2.120.323) |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente SA | Chile | Matriz Común | Venta de Energía | 89.710 |
| 76.126.507-5 | Parque Eólico Talinay Oriente SA | Chile | Matriz Común | Compra de Energía | (370.964) |
| Total | | | | | (251.103.769) |

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

9.2 Directorio y personal clave de la gerencia

Enel Chile 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 corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016. En Sesión de Directorio celebrada el día 29 de abril fueron designados los actuales presidente y Vicepresidente del Directorio.

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 Enel Chile 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 50% más de lo que corresponde 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 remuneración variable anual se pagará, de resultar 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 2016.

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

Los ejecutivos de Enel Chile S.A. y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enel Chile 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 a ser pagada por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculados 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 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 22 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 2016.

A continuación, se detallan las retribuciones del directorio de Enel Chile al 31 de diciembre de 2016

| RUT | Nombre | Cargo | 31/12/2016 | | | |
|-------------|----------------------------|----------------|--------------------------|------------------------------|----------------------------|--------------------------|
| | | | Periodo de desempeño M\$ | Directorio de Enel Chile M\$ | Directorio de Filiales M\$ | Comité de Directores M\$ |
| 4.975.992-4 | Herman Chadwick Piñera | Presidente | 01-03-2016 - 31-12-2016 | 129.578 | - | - |
| Extranjero | Giulio Fazio | Vicepresidente | 01-03-2016 - 31-12-2016 | - | - | - |
| 4.461.192-9 | Fernan Gazmuri Plaza | Director | 01-03-2016 - 31-12-2016 | 80.864 | - | 25.250 |
| 4.774.797-K | Pedro Pablo Cabrera Gaete | Director | 01-03-2016 - 31-12-2016 | 80.864 | - | 25.250 |
| 5.672.444-3 | Juan Gerardo Jofré Miranda | Director | 01-03-2016 - 31-12-2016 | 80.864 | - | 25.250 |
| Extranjero | Vincenzo Ranieri | Director | 01-03-2016 - 31-12-2016 | - | - | - |
| Extranjero | Salvatore Bernabei | Director | 01-03-2016 - 31-12-2016 | - | - | - |

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

| Personal clave de la gerencia | | |
|-------------------------------|--------------------------|---|
| Rut | Nombre | Cargo |
| Extranjero | Nicola Cotugno (1) | Gerente General |
| 7.625.745-0 | Antonio Barreda Toledo | Gerente de Aprovisionamiento |
| 24.950.967-1 | Raffaele Grandi | Gerente de Administración, Finanzas y Control |
| 15.307.846-7 | José Miranda Montecinos | Gerente de Comunicación |
| 24.166.243-8 | Alain Rosolino (2) | Gerente de Recursos Humanos y Organización |
| 6.973.465-0 | Domingo Valdés Prieto | Fiscal y Secretario del Directorio |
| Extranjero | Raffaele Cutrignelli (3) | Gerente de Auditoría |
| 11.625.161-2 | Pedro Urzúa Frei | Gerente de Relaciones Institucionales |

- (1) El Sr. Nicola Cotugno asumió el 16 de agosto de 2016 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luca D'Agnese, quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Chile S.A., prestando sus servicios hasta esta misma fecha.
- (2) El Sr. Alain Rosolino asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Recursos Humanos y Organización, en reemplazo de la Sra. Paola Visintini Vacarezza.
- (3) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría, en reemplazo del Sr. Alain Rosolino.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

Enel Chile S.A., 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:

| | Diez meses terminados al 31/12/2016 |
|---|--|
| | M\$ |
| Remuneración | 1.486.703 |
| Beneficios a corto plazo para los empleados | 341.203 |
| Otros beneficios a largo plazo | 295.321 |
| Total | 2.123.227 |

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

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

9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enel Chile S.A. para el Directorio y personal clave de la gerencia.

10. INVENTARIOS.

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

| Clases de Inventarios | 31/12/2016 | 01/03/2016 |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------|
| | M\$ | M\$ |
| Suministros para la producción | 12.377.179 | 17.037.550 |
| Gas | 2.159.901 | 2.580.173 |
| Petróleo | 2.556.438 | 3.081.833 |
| Carbón | 7.660.840 | 11.375.544 |
| Otros inventarios (*) | 25.162.417 | 25.827.488 |
| Total | 37.539.596 | 42.865.038 |
| Detalle de otros inventarios | | |
| (*) Otros inventarios | 25.162.417 | 25.827.488 |
| Repuestos y otros insumos | 17.076.698 | 18.596.772 |
| Materiales eléctricos | 8.085.719 | 7.230.716 |

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por el ejercicio de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016, los suministros para la producción reconocidos como costo de combustible ascienden a M\$ 260.354.353. Ver nota 26.

Al 31 de diciembre de 2016 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

11. ACTIVOS Y PASIVOS POR IMPUESTOS.

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

| Activos por impuestos | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|-------------------------------------|-------------------|-------------------|
| Pagos provisionales mensuales | 43.862.763 | 25.704.787 |
| Crédito por utilidades absorbidas | 11.398.609 | 9.597 |
| Créditos por gastos de capacitación | 241.700 | 157.500 |
| Otros | 146.099 | 1.695.728 |
| Total | 55.649.171 | 27.567.612 |

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es la siguiente:

| Pasivos por Impuestos | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|-----------------------|-------------------|-------------------|
| Impuesto a la renta | 61.599.415 | 20.652.997 |
| Total | 61.599.415 | 20.652.997 |

12. INVERSIONES CONTABILIZADAS UTILIZANDO EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN.

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 del período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016:

| Movimientos en Inversiones en Asociadas | País de origen | Moneda funcional | Porcentaje de participación | Saldo al 01/03/2016 M \$ | Adiciones | Participación en Ganancia (Pérdida) M \$ (3) | Dividendos declarados M \$ | Diferencia de conversión M \$ | Otro resultado Integral M \$ | Otros incrementos (decrementos) M \$ | Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M \$ | Saldo al 31/12/2016 M \$ |
|---|----------------|----------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------|---|-------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---|--|-----------------------------|
| Electrogas S.A. (**) | Chile | Dólar estadounidense | 42,5000% | 12.609.980 | - | 4.298.397 | (3.979.095) | (543.649) | 607.375 | - | (12.993.008) | - |
| GNL Quintero S.A. (*) | Chile | Dólar estadounidense | 20,0000% | 3.992.738 | - | 2.025.153 | (2.598.035) | (768.994) | 1.523.942 | (4.174.804) | - | - |
| GNL Chile S.A. | Chile | Dólar estadounidense | 33,3300% | 2.524.101 | - | 1.569.665 | - | (110.832) | - | - | - | 3.982.934 |
| Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. | Chile | Peso chileno | 51,0000% | 5.946.641 | 2.346.000 | (1.851.475) | - | - | - | - | - | 6.441.166 |
| Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | Chile | Peso chileno | 50,0000% | 7.707.418 | - | 515.345 | - | - | - | - | - | 8.222.763 |
| Enel Argentina S.A. | Argentina | Peso Argentino | 0,153% | - | 65.804 | 23.611 | - | (7.738) | (656) | 10.314 | - | 91.335 |
| Southern Cone S.A. | Argentina | Peso Argentino | 2,0000% | - | 901 | 3.780 | - | 1.345 | (63) | (5.963) | - | - |
| TOTALES | | | | 32.780.878 | 2.412.705 | 6.584.476 | (6.577.130) | (1.429.868) | 2.130.598 | (4.170.453) | (12.993.008) | 18.738.198 |

(**) Ver nota 5

- b) Venta GNL Quintero S.A. (*)

Con fecha 9 de junio de 2016, nuestra filial Enel Generación Chile S.A. acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Enagás Chile S.p.A. ("Enagás Chile"), sociedad controlada en un 100% por Enagás S.A., en virtud del cual Enagás Chile adquiriría la totalidad de la participación que Enel Generación Chile S.A. mantenía en la empresa asociada GNL Quintero S.A., representativa de un 20% del capital de dicha sociedad.

La venta de esta participación a Enagás Chile estaba sujeta al cumplimiento de condiciones habituales para este tipo de transacciones, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de GNL Quintero S.A., de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el pacto de accionistas suscrito entre los accionistas de dicha sociedad.

Con fecha 14 de septiembre del presente, luego de haberse cumplido las condiciones pactadas entre las partes, se efectuó el cierre definitivo y traspaso de las acciones que Enel Generación Chile S.A. mantenía en GNL Quintero S.A. a Enagás Chile. El precio de compraventa ascendió a la cantidad de US\$ 197.365.113,2 millones (M\$ 132.820.800). (Ver nota 30).

GNL Quintero S.A. tiene por objeto el desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL, a través de un patio de carga de camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías.

c) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación, se detalla la información financiera al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 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 2016 | | | | | | | | | |
|--|-------------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------------|--------------------|
| | % Participación | Activo corriente | Activo no corriente | Pasivo corriente | Pasivo no corriente | Ingresos ordinarios | Gastos ordinarios | Ganacia (Pérdida) | Otro resultado integral | Resultado integral |
| | | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| GNL Chile S.A. | 33,33% | 90.283.944 | 117.703 | 78.452.153 | - | 615.229.994 | (610.756.322) | 4.473.672 | (510.406) | 3.963.266 |
| GNL Quintero S.A. | 20,00% | - | - | - | - | 86.471.706 | (72.752.059) | 13.719.647 | (65.571.292) | (51.851.645) |
| Electrogas S.A. | 42,50% | 9.318.456 | 40.746.438 | 5.683.680 | 13.809.430 | 24.126.070 | (11.970.244) | 12.155.826 | (347.369) | 11.808.457 |

| Inversiones con influencia significativa | 01 de marzo de 2016 | | | | |
|--|---------------------|------------------|---------------------|------------------|---------------------|
| | % Participación | Activo corriente | Activo no corriente | Pasivo corriente | Pasivo no corriente |
| | | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| GNL Chile S.A. | 33,33% | 66.668.439 | 19.357.278 | 53.039.373 | 25.413.284 |
| GNL Quintero S.A. | 20,00% | 149.397.711 | 659.790.254 | 9.138.223 | 780.086.271 |
| Electrogas S.A. | 42,50% | 11.671.381 | 45.412.556 | 11.679.054 | 15.734.341 |

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 2016 y 01 de marzo de 2016 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

| | Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. | | Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. | |
|---------------------------------------|---|------------|---|------------|
| % Participación | 51,0% | 51,0% | 50,0% | 50,0% |
| | 31/12/2016 | 01/03/2016 | 31/12/2016 | 01/03/2016 |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Total de Activos corrientes | 863.962 | 337.624 | 6.366.378 | 5.641.018 |
| Total de Activos no corrientes | 15.159.321 | 15.159.321 | 12.034.576 | 12.059.815 |
| Total de Pasivos corrientes | 3.324.706 | 3.779.418 | 245.025 | 486.965 |
| Total de Pasivos no corrientes | 68.081 | 56.734 | 1.710.406 | 1.799.034 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 860.719 | 253.194 | 5.716.196 | 5.157.998 |
| Ingresos de actividades ordinarias | - | - | 2.774.316 | - |
| Gasto por depreciación y amortización | - | - | (773.093) | - |
| Ingresos procedentes de intereses | 42.046 | - | 134.995 | - |
| Gasto por impuestos a las ganancias | (7.070) | - | (225.008) | - |
| Ganancia (pérdida) | (4.284.131) | - | 1.257.220 | - |
| Resultado integral | (4.284.131) | - | 1.257.220 | - |

Los estados de resultados informados corresponden al ejercicio de 12 meses.

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

13. ACTIVOS INTANGIBLES DISTINTOS DE LA PLUSVALÍA.

A continuación, se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016:

| Activos intangibles | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|
| Activos Intangibles netos | 44.470.750 | 41.510.765 |
| Servidumbre y Derechos de Agua | 12.564.076 | 14.575.473 |
| Programas Informáticos | 13.117.718 | 14.277.383 |
| Otros Activos Intangibles Identificables | 18.788.956 | 12.657.909 |

| Activos intangibles | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|--|--------------------|-------------------|
| Activos Intangibles bruto | 101.092.918 | 93.161.123 |
| Servidumbre y Derechos de Agua | 14.553.826 | 16.565.145 |
| Programas Informáticos | 61.319.943 | 57.533.266 |
| Otros Activos Intangibles Identificables | 25.219.149 | 19.062.712 |

| Activos intangibles | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|---|---------------------|---------------------|
| Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor | (56.622.168) | (51.650.358) |
| Servidumbre y Derechos de Agua | (1.989.750) | (1.989.672) |
| Programas Informáticos | (48.202.225) | (43.255.883) |
| Otros Activos Intangibles Identificables | (6.430.193) | (6.404.803) |

La composición y movimientos de los activos intangibles distintos de la plusvalía durante el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 han sido los siguientes:

| Movimientos en Activos Intangibles | Servidumbres y Derechos de agua | Programas Informáticos | Otros Activos Intangibles Identificables, Neto | Activos Intangibles, Neto |
|---|---------------------------------|------------------------|--|---------------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Saldo Inicial al 01/03/2016 | 14.575.473 | 14.277.383 | 12.657.909 | 41.510.765 |
| Movimientos en activos intangibles identificables | | | | |
| Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios | 538.529 | 1.160.405 | 8.785.536 | 10.484.470 |
| Incremento (disminución) por diferencias de conversión | - | - | (2.749) | (2.749) |
| Amortización (1) | - | (4.952.849) | (18.961) | (4.971.810) |
| otros cambios | - | 2.632.779 | (2.632.779) | - |
| Incrementos (disminuciones) por transferencias | - | 2.632.779 | (2.632.779) | - |
| Disposiciones y retiros de servicio | (2.549.926) | - | - | (2.549.926) |
| Retiros (2) | (2.549.926) | - | - | (2.549.926) |
| Total movimientos en activos intangibles identificables | (2.011.397) | (1.159.665) | 6.131.047 | 2.959.985 |
| Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2016 | 12.564.076 | 13.117.718 | 18.788.956 | 44.470.750 |

(1) Ver nota 28.

(2) Ver nota 15.e).x).

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 2016 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

14. PLUSVALÍA.

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016.

| Compañía | Unidad Generadora de Efectivo | Saldo Inicial 01/03/2016 | Trasposos por Fusiones | Saldo Final 31/12/2016 |
|--|-----------------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|
| | | M\$ | | M\$ |
| Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | 2.240.478 | - | 2.240.478 |
| Compañía Eléctrica Tarapaca S.A. (1) | Generación Chile | 4.656.105 | (4.656.105) | - |
| Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.) | Enel Distribución Chile | 128.374.362 | - | 128.374.362 |
| Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Generación Chile | 731.782.459 | - | 731.782.459 |
| GasAtacama Chile S.A. (1) | Generación Chile | 20.204.251 | 4.656.105 | 24.860.356 |
| Total | | 887.257.655 | - | 887.257.655 |

(1) Con fecha 01 de noviembre de 2016 la Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. fue fusionada con GasAtacama Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

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 2016 (ver nota 3 e).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1. Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Enel Distribución Chile 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 Enel Distribución Chile S.A.

2. Empresa Eléctrica Pangué S.A.

Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile S.A. 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, Enel Generación Chile S.A. 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. (Celta), siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 1 de noviembre de 2016 Celta fue fusionada con GasAtacama Chile S.A, siendo esta última sociedad la continuadora legal.

4. Enel Distribución Chile S.A. (ex 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 Enel Distribución Chile S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

5. Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile S.A.)

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis Américas S.A. adquirió un 35% adicional de Enel Generación Chile S.A. 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. Gasatacama Chile S.A. (ex Inversiones GasAtacama Holding Limitada.)

Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 50% de los derechos sociales de Gasatacama Chile S.A. (ex Inversiones GasAtacama Holding Limitada), que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.

15. PROPIEDADES, PLANTA Y EQUIPO.

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016:

| Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|--|----------------------|----------------------|
| Propiedades, Planta y Equipo, Neto | 3.476.128.634 | 3.419.059.695 |
| Construcción en Curso | 688.387.124 | 636.148.748 |
| Terrenos | 66.868.119 | 66.900.933 |
| Edificios | 13.020.474 | 13.481.093 |
| Planta y Equipo | 2.647.164.028 | 2.661.737.206 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 41.325.699 | 20.716.643 |
| Arrendamientos Financieros | 19.363.190 | 20.075.072 |

| Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|---|----------------------|----------------------|
| Propiedades, Planta y Equipo, Bruto | 6.471.364.618 | 6.283.881.040 |
| Construcción en Curso | 688.387.124 | 636.148.748 |
| Terrenos | 66.868.119 | 66.900.933 |
| Edificios | 27.891.216 | 27.372.813 |
| Planta y Equipo | 5.531.913.583 | 5.459.404.377 |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | 127.544.544 | 65.294.137 |
| Arrendamientos Financieros | 28.760.032 | 28.760.032 |

| Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|---|------------------------|------------------------|
| Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo | (2.995.235.984) | (2.864.821.345) |
| Edificios | (14.870.742) | (13.891.720) |
| Planta y Equipo | (2.884.749.555) | (2.797.667.171) |
| Instalaciones Fijas y Accesorios | (86.218.845) | (44.577.494) |
| Arrendamientos Financieros | (9.396.842) | (8.684.960) |

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 han sido los siguientes:

| Movimientos año 2016 | | Construcción en Curso | Terrenos | Edificios, Neto | Planta y Equipos, Neto | Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto | Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto | Propiedades, Planta y Equipo, Neto |
|---|---|-----------------------|-------------------|---------------------|------------------------|--|--|------------------------------------|
| | | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ |
| Saldo inicial al 1 de marzo de 2016 | | 636.148.748 | 66.900.933 | 13.481.093 | 2.661.737.206 | 20.716.643 | 20.075.072 | 3.419.059.695 |
| Movimientos | Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios | 244.473.325 | - | 24.934 | 1.443.508 | 3.126.834 | - | 249.068.601 |
| | Incremento (disminución) por diferencias de conversión | (37.543) | (6.591) | (11.711) | (59.516) | (33.227) | - | (148.588) |
| | Depreciación (1) | - | - | (620.865) | (124.584.717) | (4.497.175) | (711.882) | (130.414.639) |
| | Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2) | (30.785.531) | - | - | - | - | - | (30.785.531) |
| | Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios | (127.694.878) | - | 147.023 | 103.772.891 | 22.123.585 | - | (1.651.379) |
| | Incrementos (disminuciones) por transferencias | (127.694.878) | 104.268 | 147.023 | 103.772.891 | 23.670.696 | - | - |
| | Incrementos (disminuciones) por otros cambios | (350.305) | - | - | 5.358.368 | (1.547.111) | - | 3.460.952 |
| | Disposiciones y retiros de servicio | (33.366.692) | (130.491) | - | (503.712) | (110.961) | - | (34.111.856) |
| | Retiros | (33.366.692) | (130.491) | - | (503.712) | (110.961) | - | (34.111.856) |
| Total movimientos | 52.238.376 | (32.814) | (460.619) | (14.573.178) | 20.609.056 | (711.882) | 57.068.939 | |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2016 | | 688.387.124 | 66.868.119 | 13.020.474 | 2.647.164.028 | 41.325.699 | 19.363.190 | 3.476.128.634 |

(1) Ver nota 28

(2) Ver notas 15.e).viii) y xi)

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\$249.068.601 al 31 de diciembre de 2016. En el negocio de generación destacan las mayores mantenciones e inversiones a centrales por M\$174.817.170, mientras que en los negocios de distribución las inversiones principales 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\$72.752.233 al 31 de diciembre de 2016.

b) Costos capitalizados

b.1) Gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 2.776.196 durante el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016, (ver Nota 31). La tasa promedio de financiamiento varió en un rango comprendido entre 7,95% y un 9,0% al 31 de diciembre de 2016.

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\$ 12.780.128 durante el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2016 las propiedades, plantas y equipos incluyen M\$ 19.363.190 correspondiente al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

| | 31/12/2016 | | | 01/03/2016 | | |
|---------------------------|-------------------|------------------|-------------------|-------------------|------------------|-------------------|
| | Bruto | Interés | Valor Presente | Bruto | Interés | Valor Presente |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Menor a un año | 2.677.881 | 837.514 | 1.840.367 | 2.776.680 | 965.975 | 1.810.705 |
| Entre un año y cinco años | 10.711.519 | 1.763.190 | 8.948.329 | 13.883.400 | 2.543.634 | 11.339.766 |
| Más de cinco años | 7.445.079 | 484.128 | 6.960.951 | 7.256.984 | 501.990 | 6.754.994 |
| Total | 20.834.479 | 3.084.832 | 17.749.647 | 23.917.064 | 4.011.599 | 19.905.465 |

Los activos en leasing, provienen principalmente de un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre Enel Generación Chile S.A. y Transelec 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 alcanza a M\$ 19.363.190 al 31 de diciembre de 2016.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados Consolidados por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 incluyen M\$ 2.841.113, correspondientes al devengo de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

| | 31/12/2016 M\$ |
|---------------------------|-------------------|
| Menor a un año | 7.133.186 |
| Entre un año y cinco años | 11.998.147 |
| Más de cinco años | 9.015.356 |
| Total | 28.146.689 |

e) Otras informaciones

i) El Grupo mantenía al 31 de diciembre de 2016 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 416.684.117.

ii) Al 31 de diciembre de 2016, Enel Chile S.A. no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos. Enel Chile es codeudor solidario de los bonos locales de Enel Américas, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$22.393.639.

iii) El Grupo y sus entidades consolidadas tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (M\$734.346.811) para el caso de las generadoras y de MM€\$50 (M\$36.775.023) para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (M\$367.750.231). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

iv) La situación de determinados activos, de nuestra filial Enel Generación Chile S.A., 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 cambió, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configuró una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, Enel Generación Chile S.A. registró en el ejercicio 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$43.999.600, vigente a la fecha.

v) Con fecha 16 de octubre de 2012, Enel Generación Chile S.A. 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 Enel Generación Chile S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil 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 UF796.594,29 (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, Enel Generación Chile S.A. 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 Enel Generación Chile S.A aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que puso término al arbitraje y que otorgó un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014 Enel Generación Chile S.A. 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.

vi) Al cierre del ejercicio 2012, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. ("CELTA", sociedad fusionada por Gas Atacama Chile el 1 de noviembre de 2016) 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 puso de manifiesto una serie de nuevos antecedentes que, habiéndose evaluado por la compañía, originaron la identificación y definición de una nueva UGE para todos los activos de Generación en Chile. El análisis realizado se sostiene en el hecho que Enel Generación Chile S.A realiza una optimización y gestión para todos los 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. 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 que existían dos mercados independientes. El nuevo esquema que plantea la interconexión del SIC y el SING, unifica los mercados, y considera formación de precios única, como ocurre con las últimas licitaciones de suministro a clientes regulados.

Por lo anterior, se configuraron condiciones que permitieron revertir al 31 de diciembre de 2015 la pérdida por deterioro antes indicada. 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 a cinco años que utiliza la compañía para realizar las pruebas de deterioro (ver nota 3.e).

vii) Al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile S.A. registró una provisión por deterioro por M\$12.581.947 relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surgió 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. Enel Generación Chile S.A. decidió detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad (ver nota 3.e).

viii) Como parte de su estrategia de sostenibilidad y relaciones comunitarias, Enel Generación 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 Enel Generación 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.

En virtud de lo señalado anteriormente, en cuanto a la nueva estrategia de sostenibilidad y al resultado del dialogo sostenido con las comunidades, se puede señalar que los proyectos de Enel Generación Chile en el Territorio, a saber Neltume y Choshuenco, tienen buenas perspectivas desde el punto de vista social. Sin embargo, en atención a la condición actual del mercado eléctrico chileno, la rentabilidad de los proyectos Neltume y Choshuenco son menores al total de la inversión capitalizada en éstos. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2016 Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro de M\$ 20.459.461 asociada con el proyecto Neltume y otra por M\$ 3.748.124 asociada al proyecto Choshuenco..

ix) Al cierre del ejercicio 2015, Enel Generación Chile registró una provisión por deterioro por M\$ 2.522.445 asociada con el 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.

x) El 31 de agosto de 2016, Enel Generación Chile S.A. decidió renunciar a los derechos de aprovechamiento de aguas asociados a los proyectos hidroeléctricos Bardón, Chillan 1, Chillan 2, Futaleufú, Hechún y Puelo. Esta decisión surgió en consideración, entre otros aspectos evaluados, al alto costo anual que le significaba mantener estos derechos de agua sin ser utilizados, que estos proyectos no eran factibles de realizar técnica y económicamente y que no contaban con la suficiente adhesión de las comunidades locales. Lo anterior implicó realizar un castigo por el 100% de los costos que se habían capitalizado como Propiedades, Planta y Equipos e Intangibles, por un monto de M\$32.834.160 y M\$ 2.549.926, respectivamente. (ver nota 29).

xi) Al cierre del ejercicio 2016, Enel Generación Chile registró una provisión de deterioro por M\$ 6.577.946 asociadas a algunas iniciativas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), tales como proyectos Eólicos, MiniHidro, Biomasa y Solares. Estas iniciativas cuentan con datos de los recursos naturales asociados (velocidad de viento, radiación solar, etc.), así como también con los estudios de ingeniería que permiten a la compañía realizar y respaldar las evaluaciones técnicas y económicas para visualizar sus perspectivas y decidir los pasos futuros. Al respecto, los resultados no han sido del todo satisfactorio, principalmente por la situación actual del mercado eléctrico chileno, haciendo incierta su viabilidad futura. La provisión antes citada cubre el 100% de la inversión capitalizada a la fecha en proyectos de ERNC.

Por otra parte, la Compañía ha decidido castigar la totalidad la inversión capitalizada en dos proyectos térmicos que hasta la fecha mantenía en su cartera. Estos son los proyectos Tames y Totoralillo, que se estaban desarrollando en el marco de la adjudicación de concesiones de terrenos fiscales licitadas por el Ministerio de Bienes Nacionales en 2013. El monto del castigo ascendió a M\$ 1.096.137 y surgió a consecuencia de la actual situación del mercado eléctrico chileno, las perspectivas futuras para este tipo de tecnologías (vapor-carbón) y lo oneroso de su desarrollo, que hacen que estos proyectos sean inviables. Adicionalmente, la compañía registró una provisión de Ch\$ 2.245 millones, por concepto de multas que deberá cancelar por su renuncia a las concesiones relacionadas a estos proyectos.

16. PROPIEDAD DE INVERSIÓN

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2016 ha sido el siguiente:

| | 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 01 de marzo de 2016 | 8.938.662 | (791.420) | 8.147.242 |
| Adiciones | - | - | - |
| Desapropiaciones | - | - | - |
| Gasto por depreciación | - | (18.720) | (18.720) |
| Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados | - | - | - |
| Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados | - | - | - |
| Otro incremento (decremento) | | | |
| Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2016 | 8.938.662 | (810.140) | 8.128.522 |

Durante el ejercicio 2016 no se han producido ventas de inmuebles.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M\$11.941.165. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Los datos de entrada utilizados en esta valoración son considerados de Nivel 3 a efectos de la jerarquía de valor razonable.

Al 31 de diciembre de 2016, 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 | - | - | 11.941.165 |

Ver Nota 3.h.

El detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

| | 31/12/2016 |
|---|---------------|
| Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión | M\$ |
| Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión | 127.978 |
| Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos | (59.449) |
| Total | 68.529 |

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 31 de diciembre de 2016.

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

17. IMPUESTOS A LAS GANANCIAS E IMPUESTOS DIFERIDOS.

a. Impuestos a las ganancias

A continuación, se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el Estado de Resultados Integrales Consolidado, correspondiente al período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016:

| (Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|--|--|
| (Gasto) / ingreso por impuesto corriente | (143.777.396) |
| Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores | (710.740) |
| Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente (Impuestos de coberturas) | 17.413.978 |
| Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente | (127.074.158) |
| Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias | 27.310.360 |
| Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos | 27.310.360 |
| Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada | (99.763.798) |

A continuación se presenta la conciliación de la tasa impositiva al 31 de diciembre de 2016:

| Conciliación de la Tasa Impositiva Legal con la Tasa Impositiva Efectiva | Tasa | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|--|-----------------|--|
| RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS | | 567.539.857 |
| Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable | (24,00%) | (136.209.564) |
| Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva | 7,25% | 41.128.342 |
| Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable | (2,10%) | (11.932.818) |
| Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores | (0,13%) | (710.740) |
| Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio) | 1,40% | 7.960.982 |
| Total Ajustes a la Tasa Impositiva Legal | 6,42% | 36.445.766 |
| (Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas | (17,58%) | (99.763.798) |

Las principales diferencias temporales se encuentran a continuación.

b. Impuestos diferidos

El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es:

| Impuestos diferidos de Activos | | Impuestos diferidos de Activos relativos a | | | | | Impuestos Diferidos de Activos |
|---|---|--|------------------|---|-------------------|----------------|--------------------------------|
| | | Depreciaciones Acumuladas | Provisiones | Obligaciones por beneficios post-empleo | Pérdidas fiscales | Otros | |
| Saldo Inicial al 1 de marzo de 2016 | | 5.046.750 | 2.998.382 | 745.429 | 12.081.728 | 640.790 | 21.513.079 |
| Movimientos | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | 5.268.152 | 1.879.543 | (686.181) | (173.369) | (453.323) | 5.834.822 |
| | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales | - | - | 1.792.845 | - | - | 1.792.845 |
| | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias (Patrimonio) | - | - | - | - | (30.829.099) | (30.829.099) |
| | Diferencia de conversión de moneda extranjera | - | - | - | - | 12.645 | 12.645 |
| | Otros incrementos (decrementos) (*) | (5.126.516) | (1.812.688) | (1.059.574) | 3.037 | 31.467.966 | 23.472.225 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2016 | | 5.188.386 | 3.065.237 | 792.519 | 11.911.396 | 838.979 | 21.796.517 |

(*) Corresponde principalmente a la compensación de impuestos diferidos de activo con impuestos diferidos de pasivos, para las entidades que presentan saldo de activo por impuesto diferido.

| Impuestos diferidos de Pasivos | | Impuestos diferidos de Pasivos relativos a | | | | | Impuestos Diferidos de Pasivos |
|---|--|--|----------------|---|-------------------|------------------|--------------------------------|
| | | Depreciaciones Acumuladas | Provisiones | Obligaciones por beneficios post-empleo | Pérdidas fiscales | Otros | |
| Saldo Inicial al 1 de marzo de 2016 | | 191.765.567 | 285.255 | 709 | - | 792.053 | 192.843.584 |
| Movimientos | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas | (20.739.028) | - | 146.968 | - | (883.478) | (21.475.538) |
| | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales | - | - | 5.847 | - | (1.823) | 4.024 |
| | Diferencia de conversión de moneda extranjera | (15.488) | - | - | - | - | (15.488) |
| | Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta | 40.896 | - | - | - | - | 40.896 |
| | Otros incrementos (decrementos) (*) | 24.182.986 | - | (153.073) | - | 3.937.403 | 27.967.316 |
| Saldo final al 31 de diciembre de 2016 | | 195.234.933 | 285.255 | 451 | - | 3.844.155 | 199.364.794 |

(*) Corresponde principalmente a la compensación de impuestos diferidos de activo con impuestos diferidos de pasivos, para las entidades que presentan saldo de pasivo por impuesto diferido.

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

a) Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo no tiene activos por impuestos diferidos que no hayan sido reconocidos por pérdidas tributarias.

El relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos, el Grupo no ha reconocido impuestos diferidos de pasivo asociados con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas entidades consolidadas permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre 2016 asciende a M\$1.145.437.791. Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos en relación con las diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en entidades consolidadas y en determinados negocios conjuntos para los 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 2016, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M\$399.626.044

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. Los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación, corresponden a los años 2012 al 2014.

La sociedad matriz, Enel Chile S.A., comenzó su existencia el 1 de marzo de 2016, por lo tanto, no tiene períodos tributarios abiertos a inspeccionar. Sin embargo, producto de la operación de división del Grupo, junto con la propiedad de las inversiones chilenas, le fue transferida la responsabilidad de las probables contingencias fiscales de los períodos tributarios abiertos a fiscalización de estas inversiones.

Debido a las 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, el Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

A continuación, se detallan los efectos por impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales atribuibles tanto a los propietarios del Grupo como a las participaciones no controladoras al 31 de diciembre de 2016:

| Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales | 31 de diciembre 2016 | | |
|--|----------------------------|--------------------------|------------------------------|
| | Importe antes de Impuestos | Impuesto a las ganancias | Importe después de Impuestos |
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Activos Financieros Disponibles para la Venta | (6.753) | 1.823 | (4.930) |
| Cobertura de Flujo de Caja | 71.958.074 | (16.658.746) | 55.299.328 |
| Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación | 2.131.032 | - | 2.131.032 |
| Ajustes por conversión | (1.657.683) | - | (1.657.683) |
| Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos | (6.618.514) | 1.786.999 | (4.831.515) |
| Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Resultados Integrales | 65.806.156 | (14.869.924) | 50.936.232 |

- b) 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.

A continuación, se presenta cuadro de conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes asociados a los resultados integrales al 31 de diciembre de 2016:

| Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales | 31/12/2016 M\$ |
|---|---------------------|
| Balance: Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuas | 1.788.821 |
| Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados) | (16.658.745) |
| Patrimonio: Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral | (14.869.924) |

18. OTROS PASIVOS FINANCIEROS.

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

| Otros pasivos financieros | 31 de diciembre de 2016 | | 01 de marzo 2016 | |
|---|-------------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Préstamos que devengan intereses | 18.013.114 | 802.046.968 | 16.952.955 | 815.640.914 |
| Instrumentos derivados de cobertura (*) | 313.571 | 48.981.953 | 1.501.274 | 79.569.735 |
| Instrumentos derivados de no cobertura (**) | 7.369.481 | 2.987.830 | 8.942.247 | 10.177.275 |
| Total | 25.696.166 | 854.016.751 | 27.396.476 | 905.387.924 |

(*) ver nota 20.2.a

(**) ver nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses.

El detalle de la clasificación corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

| Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses | 31 de diciembre de 2016 | | 01 de marzo 2016 | |
|---|-------------------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| | Corriente M\$ | No corriente M\$ | Corriente M\$ | No corriente M\$ |
| Préstamos bancarios | 4.274 | - | 402 | - |
| Obligaciones con el público no garantizadas | 16.168.473 | 786.137.688 | 15.141.848 | 797.546.154 |
| Arrendamiento financiero | 1.840.367 | 15.909.280 | 1.810.705 | 18.094.760 |
| Total | 18.013.114 | 802.046.968 | 16.952.955 | 815.640.914 |

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

- Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

| Segmento País | Moneda | Tasa Efectiva | Tasa Nominal | Garantía | Corriente | | | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 31-12-2016 M\$ | |
|---------------|--------|---------------|--------------|----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------------|-----------------------|------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------------|---|----------|
| | | | | | Vencimiento | | Total Corriente al 31-12-2016 M\$ | Vencimiento | | | | | | |
| | | | | | Uno a Tres Meses M\$ | Tres a Doce Meses M\$ | | Uno a Dos Años M\$ | Dos a Tres Años M\$ | Tres a Cuatro Años M\$ | Cuatro a Cinco Años M\$ | Más de Cinco Años M\$ | | |
| Chile | Ch\$ | 6,00% | 6,00% | No | 4.274 | - | 4.274 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | | | | | 4.274 | - | 4.274 | - | - | - | - | - | - | - |

| Segmento País | Moneda | Tasa Efectiva | Tasa Nominal | Garantía | Corriente | | | No Corriente | | | | | Total Corriente al 01-03-2016 M\$ | |
|---------------|--------|---------------|--------------|----------|-------------------------|--------------------------|--------------------------------------|-----------------------|------------------------|---------------------------|----------------------------|--------------------------|--------------------------------------|----------|
| | | | | | Vencimiento | | Total Corriente al 01-03-2016 M\$ | Vencimiento | | | | | | |
| | | | | | Uno a Tres Meses M\$ | Tres a Doce Meses M\$ | | Uno a Dos Años M\$ | Dos a Tres Años M\$ | Tres a Cuatro Años M\$ | Cuatro a Cinco Años M\$ | Más de Cinco Años M\$ | | |
| Chile | Ch\$ | 6,00% | 6,00% | No | 402 | - | 402 | - | - | - | - | - | - | - |
| Total | | | | | 402 | - | 402 | - | - | - | - | - | - | - |

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2016 es de M\$ --. Las técnicas de valoración utilizadas para esta valoración han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (Ver Nota 3.h).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

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

| Rut Empresa Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Rut Entidad Acreedora | Nombre del Acreedor | País Entidad Acreedora | Tipo de Moneda | Tasa de Interés Efectiva | Tasa de Interés nominal | Tipo de Amortización | 31 de diciembre de 2016 | | | | | | | | 01 de marzo 2016 | | | | | | | | | | |
|---------------------|---|----------------------|-----------------------|--------------------------------|------------------------|----------------|--------------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|----------------|-----------------|-------------------|------------|---------------|----------------|--------------|--------------------|------------------|----------------|-------------------|----------------|-----------------|---------------|----------------|--------------|--------------------|---|
| | | | | | | | | | | Corriente M \$ | | | No Corriente M \$ | | | | | Corriente M \$ | | | No Corriente M \$ | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | Menos de 90 días | Más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos | Dos a Tres | Tres a Cuatro | Cuatro a Cinco | Más de Cinco | Total No Corriente | Menos de 90 días | Más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro | Cuatro a Cinco | Más de Cinco | Total No Corriente | |
| 96.800.570-7 | Enel Distribución Chile S.A. (ex- Chilectra S.A.) | Chile | 97.006.000-6 | Banco de Crédito e Inversiones | Chile | Ch\$ | 6,00% | 6,00% | Al Vencimiento | 102 | - | 102 | - | - | - | - | - | - | - | 95 | - | 95 | - | - | - | - | - | - |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex- Endesa S.A.) | Chile | 97.006.000-6 | Banco de Crédito e Inversiones | Chile | Ch\$ | 6,00% | 6,00% | Al Vencimiento | 2.037 | - | 2.037 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex- Endesa S.A.) | Chile | 97.036.000-k | Banco Santander | Chile | Ch\$ | 6,00% | 6,00% | Al Vencimiento | 2.135 | - | 2.135 | - | - | - | - | - | - | - | 307 | - | 307 | - | - | - | - | - | |
| Totales | | | | | | | | | | 4.274 | - | 4.274 | - | - | - | - | - | - | 402 | - | 402 | - | - | - | - | - | | |

18.2 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 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

| Segmento País | Moneda | Tasa Efectiva | Tasa Nominal | Garantía | Corriente | | | | Total Corriente al 31-12-2016 | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 31-12-2016 |
|---------------|--------|---------------|--------------|----------|---------------|--------------|------------------|-------------------|-------------------------------|------------------|------------------|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------------------|
| | | | | | Vencimiento | | | | | Vencimiento | | | | | |
| | | | | | Indeterminado | Hasta un Mes | Uno a Tres Meses | Tres a Doce Meses | | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | |
| Chile | US\$ | 6,99% | 6,90% | No | - | - | 6.884.819 | 2.402.653 | 9.287.472 | - | - | - | - | 468.578.474 | 468.578.474 |
| Chile | U.F. | 6,00% | 5,48% | No | - | - | - | 6.881.001 | 6.881.001 | 5.480.380 | 5.480.380 | 5.480.380 | 5.480.380 | 295.637.694 | 317.559.214 |
| Total | | | | | - | - | 6.884.819 | 9.283.654 | 16.168.473 | 5.480.380 | 5.480.380 | 5.480.380 | 5.480.380 | 764.216.168 | 786.137.688 |

| Segmento País | Moneda | Tasa Efectiva | Tasa Nominal | Garantía | Corriente | | | | Total Corriente al 01-03-2016 | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 01-03-2016 |
|---------------|--------|---------------|--------------|----------|---------------|--------------|------------------|-------------------|-------------------------------|------------------|------------------|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------------------|
| | | | | | Vencimiento | | | | | Vencimiento | | | | | |
| | | | | | Indeterminado | Hasta un Mes | Uno a Tres Meses | Tres a Doce Meses | | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | |
| Chile | US\$ | 6,99% | 6,90% | No | - | - | 4.392.553 | 1.332.583 | 5.725.136 | - | - | - | - | 482.657.760 | 482.657.760 |
| Chile | U.F. | 6,00% | 5,48% | No | - | - | 4.277.167 | 5.139.545 | 9.416.712 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 293.491.518 | 314.888.394 |
| Total | | | | | - | - | 8.669.720 | 6.472.128 | 15.141.848 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 776.149.278 | 797.546.154 |

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

| 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 2016 | | | | | | | | | | 01 marzo de 2016 | | | | | | | | |
|---------------------|--|----------------------|-----------------------|----------------------------------|------------------------|----------------|--------------------------|-------------------------|----------|-------------------------|----------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|------------------|------------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|-------------|
| | | | | | | | | | | Corriente MS | | | No Corriente MS | | | | | | | Corriente MS | | | No Corriente MS | | | | | |
| | | | | | | | | | | Menos de 90 días | Más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | Menos de 90 días | Más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total No Corriente | |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-1 | E.E.U.U. | US\$ | 7,98% | 7,88% | No | 4.522.585 | - | 4.522.585 | - | - | - | - | 136.759.395 | 136.759.395 | - | 675.363 | 675.363 | - | - | - | - | - | 111.787.976 | 111.787.976 |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-2 | E.E.U.U. | US\$ | 7,40% | 7,33% | No | 1.446.232 | - | 1.446.232 | - | - | - | - | 46.792.429 | 46.792.429 | - | 279.924 | 279.924 | - | - | - | - | - | 48.555.800 | 48.555.800 |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-3 | E.E.U.U. | US\$ | 8,26% | 8,19% | No | 996.002 | - | 996.002 | - | - | - | - | 2.603.757 | 2.603.757 | - | 177.286 | 177.286 | - | - | - | - | - | 22.035.930 | 22.035.930 |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Única 24296 | E.E.U.U. | US\$ | 4,32% | 4,25% | No | - | 2.402.653 | 2.402.653 | - | - | - | - | 263.417.893 | 263.417.893 | 4.392.933 | 4.392.933 | - | - | - | - | - | 269.708.804 | 269.708.804 | |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | 97.004.000-5 | Banco Santander - 3P Serie H | Chile | U.F. | 7,7% | 6,20% | No | - | 6.337.021 | 6.337.021 | 5.480.380 | 5.480.380 | 5.480.380 | 5.480.380 | 35.587.764 | 57.509.284 | 192.958 | 1.602.558 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 39.822.287 | 61.249.973 |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | 97.004.000-5 | Banco Santander - 52 Serie M (*) | Chile | U.F. | 4,82% | 4,75% | No | - | 543.980 | 543.980 | - | - | - | - | 200.049.930 | 260.049.930 | 2.674.009 | 5.139.545 | 7.814.154 | - | - | - | - | 253.639.221 | 253.639.221 | |
| Totales | | | | | | | | | | 6.884.819 | 9.283.654 | 16.168.473 | 5.480.380 | 5.480.380 | 5.480.380 | 5.480.380 | 764.216.168 | 786.137.688 | 8.669.720 | 6.472.128 | 15.111.848 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 5.349.219 | 776.169.278 | 797.546.154 |

(*) Ver Nota 20.2.

18.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

Al 31 de diciembre de 2016 y al 01 de marzo de 2016 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$998.383.047. Para el período, en consideración a los datos de entrada utilizados en esta 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

Al 31 de diciembre de 2016 y al 01 de marzo de 2016 no existen obligaciones con el Público garantizadas.

18.4 Obligaciones por Arrendamiento financiero

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

| Rut Empresa Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Rut Entidad Acreedora | Nombre del Acreedor | País Entidad Acreedora | Tipo de Moneda | Tasa de Interés nominal | 31 de diciembre de 2016 | | | | | | | | | | 01 marzo de 2016 | | | | | | | |
|---------------------|----------------------------|----------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|----------------|-------------------------|-------------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|------------------|------------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| | | | | | | | | 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 |
| 91081000-6 | Enel Generación Chile S.A. | Chile | 76.555.400-4 | Transelec S.A. | Chile | US\$ | 6,50% | 449.283 | 1.391.084 | 1.840.367 | 2.677.880 | 2.677.880 | 1.959.990 | 2.087.390 | 6.506.140 | 15.909.280 | - | 1.810.705 | 1.810.705 | 2.776.680 | 2.061.289 | 2.032.304 | 2.164.404 | 9.060.083 | 18.094.760 |
| Totales Leasing | | | | | | | | 449.283 | 1.391.084 | 1.840.367 | 2.677.880 | 2.677.880 | 1.959.990 | 2.087.390 | 6.506.140 | 15.909.280 | - | 1.810.705 | 1.810.705 | 2.776.680 | 2.061.289 | 2.032.304 | 2.164.404 | 9.060.083 | 18.094.760 |

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

18.5 Deuda de cobertura.

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, al 31 de diciembre de 2016, M\$480.061.539 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.g.5).

El movimiento al 31 de diciembre de 2016, en el rubro “Reservas de coberturas de flujo de caja” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

| | 31/12/2016 M\$ |
|--|---------------------------------|
| Saldo apertura al 01/03/2016 en reservas de cobertura (hedge ingresos), neto | (68.120.748) |
| Diferencia de cambio registradas en patrimonio neto | 9.267.590 |
| Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto | 6.105.513 |
| Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto | (52.747.645) |

18.5 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M\$342.827.047.

19. POLÍTICA DE GESTIÓN DE RIESGOS.

Las empresas del Grupo Enel Chile 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:
 - Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - Criterios sobre contrapartes.
 - 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 Enel Chile.

19.1 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.

La estructura de la deuda según tasa de interés, medida como el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda bruta total, se situó en 92% al 31 de diciembre de 2016.

Dependiendo de las estimaciones del Grupo y de los objetivos de la estructura de la deuda, se realizan operaciones de cobertura mediante la contratación de derivados que mitiguen estos riesgos.

19.2 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 en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo, por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, el Grupo Enel Chile busca mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$, o monedas locales si las hubiere, 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.

19.3 Riesgo de commodities.

El Grupo Enel Chile se encuentra expuesto al riesgo de la variación del precio de algunos “commodities”, fundamentalmente a través de:

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2016 habían operaciones swap vigentes por 3 mill barriles de petróleo Brent a liquidarse entre enero y noviembre de 2017 y de gas Henry Hub Swap por 3.3 Mill. MMBTU a liquidarse entre enero y septiembre de 2017. Al 31 de diciembre de 2015 habían operaciones swap vigentes por 133 mil barriles de petróleo Brent.

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

19.4 Riesgo de liquidez.

El Grupo mantiene una 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 18, 20 y Anexo 4.

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M\$ 245.999.192 en efectivo y medios equivalentes y M\$ 342.827.047 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 1 de marzo de 2016, el Grupo Enel Chile tenía una liquidez de M\$ 161.018.932 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 277.668.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5 Riesgo de crédito.

El Grupo Enel Chile 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 contratos con clientes libres, frente a falta de pago es posible proceder al corte del suministro, y en 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 nuestra empresa de distribución de electricidad, el corte de suministro, es una potestad de la compañía ante incumplimientos de parte de nuestros clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente, 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.

Las colocaciones pueden ser respaldadas con bonos del tesoro de Chile 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, nacionales y extranjeras, de manera que todas las operaciones se contratan con entidades de clasificación de riesgo equivalente a grado de inversión.

19.6 Medición del riesgo.

El Grupo Enel Chile 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.
- 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\$ 73.197.508.

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

20. INSTRUMENTOS FINANCIEROS.

20.1 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 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

| | 31 de diciembre 2016 | | | | 01 de marzo de 2016 | | | |
|----------------------------|---|--------------------------------|--|------------------------------------|---|--------------------------------|--|------------------------------------|
| | Inversiones a mantener hasta el vencimiento (*) | Préstamos y cuentas por cobrar | Activos financieros disponible para la venta | Derivados financieros de cobertura | Inversiones a mantener hasta el vencimiento (*) | Préstamos y cuentas por cobrar | Activos financieros disponible para la venta | Derivados financieros de cobertura |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Instrumentos derivados | - | - | - | 121.443 | - | - | - | 436.069 |
| Otros activos financieros | 462.801 | 464.235.411 | - | - | 132.406 | 552.474.098 | - | - |
| Total Corriente | 462.801 | 464.235.411 | - | 121.443 | 132.406 | 552.474.098 | - | 436.069 |
| Instrumentos de patrimonio | - | - | 2.641.620 | - | - | - | 3.034.001 | - |
| Instrumentos derivados | - | - | - | 25.533.189 | - | - | - | 22.111.234 |
| Otros activos financieros | 652.733 | 33.500.105 | - | - | - | 14.550.780 | - | - |
| Total No Corriente | 652.733 | 33.500.105 | 2.641.620 | 25.533.189 | - | 14.550.780 | 3.034.001 | 22.111.234 |
| Total | 1.115.534 | 497.735.516 | 2.641.620 | 25.654.632 | 132.406 | 567.024.878 | 3.034.001 | 22.547.303 |

(*) Ver nota 7.

El valor en libros de las cuentas por cobrar y por pagar comerciales se aproxima a su valor razonable.

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

| | 31 de diciembre de 2016 | | | 01 de marzo de 2016 | | |
|--------------------------------------|--|-------------------------------|------------------------------------|--|-------------------------------|------------------------------------|
| | Pasivos financieros mantenidos para negociar | Préstamos y cuentas por pagar | Derivados financieros de cobertura | Pasivos financieros mantenidos para negociar | Préstamos y cuentas por pagar | Derivados financieros de cobertura |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Préstamos que devengan interés | - | 18.013.114 | - | - | 16.952.955 | - |
| Instrumentos derivados | 7.369.481 | - | 313.571 | 8.942.247 | - | 1.501.274 |
| Otros pasivos de carácter financiero | - | 617.955.794 | - | - | 724.330.640 | - |
| Total Corriente | 7.369.481 | 635.968.908 | 313.571 | 8.942.247 | 741.283.595 | 1.501.274 |
| Préstamos que devengan interés | - | 802.046.968 | - | - | 815.640.914 | - |
| Instrumentos derivados | 2.987.830 | - | 48.981.953 | 10.177.275 | - | 79.569.735 |
| Otros pasivos de carácter financiero | - | 1.734.640 | - | - | 5.134.704 | - |
| Total No Corriente | 2.987.830 | 803.781.608 | 48.981.953 | 10.177.275 | 820.775.618 | 79.569.735 |
| Total | 10.357.311 | 1.439.750.516 | 49.295.524 | 19.119.522 | 1.562.059.213 | 81.071.009 |

20.2 Instrumentos derivados.

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

El Grupo 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 2016 y 01 de marzo de 2016, 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 2016 | | | | 01 de marzo de 2016 | | | |
|--------------------------------------|----------------------|------------------------|------------------|------------------------|---------------------|------------------------|------------------|------------------------|
| | 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: | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cobertura flujos de caja | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cobertura de tipo de cambio: | 121.443 | 25.533.189 | 313.571 | 48.981.953 | 436.069 | 22.111.234 | 1.501.274 | 79.569.735 |
| Cobertura de flujos de caja | 121.443 | 25.533.189 | 313.571 | 48.981.953 | 436.069 | 22.111.234 | 1.501.274 | 79.569.735 |
| TOTAL | 121.443 | 25.533.189 | 313.571 | 48.981.953 | 436.069 | 22.111.234 | 1.501.274 | 79.569.735 |

- 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 31/12/2016 | Naturaleza de Riesgos que están cubiertos |
|--------------------------------------|---|---|--|---|
| SWAP | Tipo de cambio | Obligaciones No Garantizadas (Bonos) (*) | (23.640.892) | Flujo de caja |

(*) Ver Nota 18.2.

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

El Grupo no estableció relaciones de cobertura de valor razonable para ninguno de los períodos presentados.

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

Al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016, se reconocieron activos y pasivos en el estado de situación financiera producto de las operaciones de derivados financieros que se registran a valor razonable con cambios en resultados. Los montos se detallan a continuación:

| | 31 de diciembre 2016 | | 01 de marzo de 2016 | |
|--|----------------------|-------------------------|----------------------|-------------------------|
| | Pasivo Corriente M\$ | Pasivo No Corriente M\$ | Pasivo Corriente M\$ | Pasivo No Corriente M\$ |
| Instrumentos derivados de no cobertura | 7.369.481 | 2.987.830 | 8.942.247 | 10.177.275 |

Ver Nota 18.

Estos instrumentos derivados corresponden a contratos forwards celebrados por el Grupo, cuyo propósito es cubrir el riesgo de tipo de cambio relacionado con obligaciones futuras que surgirán de contratos de obras civiles ligados a la construcción de la Central Los Cóndores. Si bien estas coberturas tienen un fondo económico, no califican como cobertura contable porque no cumplen estrictamente los requisitos establecidos en la NIC 39 “Instrumentos Financieros: Reconocimiento y Medición”.

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 2016 y 01 de marzo de 2016, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

| Derivados financieros | 31 de diciembre 2016 | | | | | | | |
|---|----------------------|-------------------|-------------------|--------------------|----------|----------|-------------|--------------------|
| | Valor razonable | Valor nominal | | | | | | |
| | | Antes de 1 Año | 1-2 Años | 2-3 Años | 3-4 Años | 4-5 Años | Posteriores | Total |
| M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | |
| Cobertura de tipo de interés: | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cobertura de flujos de caja | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cobertura de tipo de cambio: | (23.640.892) | - | - | 523.686.966 | - | - | - | 523.686.966 |
| Cobertura de flujos de caja | (23.640.892) | - | - | 523.686.966 | - | - | - | 523.686.966 |
| Derivados no designados contablemente de cobertura | (10.357.311) | 49.738.751 | 21.434.625 | - | - | - | - | 71.173.376 |
| TOTAL | (33.998.203) | 49.738.751 | 21.434.625 | 523.686.966 | - | - | - | 594.860.342 |

| Derivados financieros | 01 de marzo de 2016 | | | | | | | |
|---|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|----------|-------------|--------------------|
| | Valor razonable | Valor nominal | | | | | | |
| | | Antes de 1 Año | 1 - 2 Años | 2-3 Años | 3-4 Años | 4-5 Años | Posteriores | Total |
| M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | |
| Cobertura de tipo de interés: | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cobertura de flujos de caja | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Cobertura de tipo de cambio: | (58.523.706) | - | - | - | 534.289.601 | - | - | 534.289.601 |
| Cobertura de flujos de caja | (58.523.706) | - | - | - | 534.289.601 | - | - | 534.289.601 |
| Derivados no designados contablemente de cobertura | (19.119.522) | 65.794.782 | 53.420.799 | 10.925.908 | - | - | - | 130.141.489 |
| TOTAL | (77.643.228) | 65.794.782 | 53.420.799 | 10.925.908 | 534.289.601 | - | - | 664.431.090 |

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.

20.3 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 2016 y 01 de marzo de 2016:

| Instrumentos financieros medidos a valor razonable | Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando: | | | |
|--|--|----------------|-------------------|----------------|
| | 31/12/2016 M\$ | Nivel 1 M\$ | Nivel 2 M\$ | Nivel 3 M\$ |
| Activos Financieros | | | | |
| Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja | 25.654.632 | - | 25.654.632 | - |
| Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja | 875.481 | - | 875.481 | - |
| Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja | 16.159.565 | - | 16.159.565 | - |
| Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo | 25.381 | 25.381 | - | - |
| Total | 42.715.059 | 25.381 | 42.689.678 | - |
| Pasivos Financieros | | | | |
| Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja | 49.295.524 | - | 49.295.524 | - |
| Derivados financieros no designados contablemente como cobertura | 10.357.311 | - | 10.357.311 | - |
| Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja | 40.013 | - | 40.013 | - |
| Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja | 1.063.193 | - | 1.063.193 | - |
| Total | 60.756.041 | - | 60.756.041 | - |

| Instrumentos financieros medidos a valor razonable | Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando: | | | |
|--|--|----------------|--------------------|----------------|
| | 01/03/2016 M\$ | Nivel 1 M\$ | Nivel 2 M\$ | Nivel 3 M\$ |
| Activos Financieros | | | | |
| Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja | 22.547.303 | - | 22.547.303 | - |
| Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja | 20.397 | - | 20.397 | - |
| Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo | 32.134 | 32.134 | - | - |
| Total | 22.599.834 | 32.134 | 22.567.700 | - |
| Pasivos Financieros | | | | |
| Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja | 81.071.009 | - | 81.071.009 | - |
| Derivados de commodities designados como no cobertura de flujo de caja | 106.723 | - | 106.723 | - |
| Derivados financieros no designados contablemente como cobertura | 19.012.799 | - | 19.012.799 | - |
| Total | 100.190.531 | - | 100.190.531 | - |

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

El Grupo posee un compromiso de adquisición de participaciones no-controladoras en una de sus filiales, establecido en un pacto entre los accionistas de la misma. Este compromiso representa una opción de venta incondicional a favor de los accionistas no controladores y ha sido designada como un pasivo financiero medido a valor razonable con cambios en resultados, por tratarse de un derivado separable del pacto.

El valor razonable de la opción se determina mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados, acorde con las condiciones de determinación de precio establecidas en el pacto de accionistas. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precio y niveles de producción de energía y potencia en firme y de costos de operación y mantenimiento.

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.

21. CUENTAS POR PAGAR COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | Corrientes | | No corrientes | |
|--|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
| Acreedores comerciales | 158.763.714 | 227.214.759 | - | - |
| Otras cuentas por pagar | 402.741.569 | 414.088.661 | 1.483.113 | 4.883.177 |
| Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 561.505.283 | 641.303.420 | 1.483.113 | 4.883.177 |

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | Corrientes | | No corrientes | |
|--|--------------------|--------------------|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
| Proveedores por compra de energía | 140.739.018 | 180.114.095 | - | - |
| Proveedores por compra de combustibles y gas | 18.024.696 | 47.100.664 | - | - |
| Cuentas por pagar bienes y servicios | 230.906.671 | 182.197.294 | 40.256 | 40.994 |
| Impuesto reorganización societaria (1) | - | 128.454.581 | - | - |
| Dividendos por pagar a terceros | 97.094.197 | 41.158.808 | - | - |
| IVA Débito Fiscal | 22.396.497 | 12.115.734 | - | - |
| Impuestos o Tributos distintos a la Renta | 11.581.921 | 10.421.075 | - | - |
| Contrato Mitsubishi (LTSA) | 10.582.997 | 7.622.104 | - | - |
| Cuentas por pagar al personal | 28.952.388 | 31.465.241 | - | - |
| Otras cuentas por pagar | 1.226.898 | 653.824 | 1.442.857 | 4.842.183 |
| Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 561.505.283 | 641.303.420 | 1.483.113 | 4.883.177 |

- (1) Impuesto pagado en Perú, debido a la reorganización societaria descrita en Nota 1. Este impuesto se genera por la transferencia de las inversiones que las filiales Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile poseían en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente. El impuesto fue pagado en los meses de marzo y abril de 2016.

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 19.4.

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 se expone en Anexo 7.

22. PROVISIONES.

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016 es el siguiente:

| Provisiones | Corrientes | | No corrientes | |
|---|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| | 31/12/2016 | 01/03/2016 | 31/12/2016 | 01/03/2016 |
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Por reclamaciones legales | 4.694.579 | 3.410.844 | 5.308.206 | 5.030.598 |
| Por desmantelamiento o restauración (1) | - | - | 57.798.702 | 51.085.541 |
| Otras provisiones | 1.798.953 | 5.854.989 | - | - |
| Total | 6.493.532 | 9.265.833 | 63.106.908 | 56.116.139 |

(1) Ver nota 3.I.

Las provisiones por desmantelamientos se originan por el hecho que, considerando la nueva institucionalidad ambiental en Chile, durante el último tiempo se han venido aclarando los alcances de los derechos y obligaciones asociadas a las licencias ambientales. En función de lo anterior, las provisiones se han ido ajustando para reflejar la mejor estimación a la fecha de cierre de los estados financieros.

El monto y fecha esperados de cualquier desembolso de efectivo relacionado con las provisiones anteriores es incierto y dependen de la resolución de materias específicas relacionadas con cada una de ellas. Por ejemplo, en el caso específico de los litigios, esto depende de la resolución final de la reclamación legal correspondiente. La Administración considera que las provisiones reconocidas en los estados financieros cubren adecuadamente los correspondientes riesgos.

El movimiento de las provisiones por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

| Provisiones | Por Reclamaciones Legales | Por Desmantelamiento o Restauración | Por Medio Ambiente y Otras Provisiones | Total |
|---|---------------------------|-------------------------------------|--|--------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ |
| Movimientos en Provisiones | | | | |
| Saldo Inicial al 1 de marzo de 2016 | 8.441.442 | 51.085.541 | 5.854.989 | 65.381.972 |
| Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes | 6.499.643 | 4.161.950 | (4.056.036) | 6.605.557 |
| Provisión Utilizada | (4.948.437) | - | - | (4.948.437) |
| Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo (2) | - | 2.551.211 | - | 2.551.211 |
| Otro Incremento (Decremento) | 10.137 | - | - | 10.137 |
| Total Movimientos en Provisiones | 1.561.343 | 6.713.161 | (4.056.036) | 4.218.468 |
| Saldo Final al 31 de diciembre 2016 | 10.002.785 | 57.798.702 | 1.798.953 | 69.600.440 |

(2) Ver nota 31

23. OBLIGACIONES POR BENEFICIOS POST EMPLEO.

23.1 Aspectos generales:

Enel Chile S.A. y algunas de sus filiales otorgan diferentes planes de beneficios post empleo ya sea 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.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente 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.

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

- a) Al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas contables:

| | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|---|-------------------|-------------------|
| Obligaciones post empleo | 59.934.127 | 55.697.489 |
| Total Pasivo | 59.934.127 | 55.697.489 |
| Total Obligaciones Post Empleo, neto | 59.934.127 | 55.697.489 |

Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2016 son los siguientes:

| Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--|
| Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas | 1.665.500 |
| Costo por intereses de plan de prestaciones definidas (1) | 2.175.614 |
| Total gastos reconocidos en el estado de resultados | 3.841.114 |
| Pérdida (ganancia) actuarial neta plan de beneficios definidos | 6.618.514 |
| Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales | 10.459.628 |

(1) Ver nota 31

- b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

| Valor actuarial de las Obligaciones post empleo | M\$ |
|--|-------------------|
| Saldo al 01 de marzo de 2016 | 55.697.489 |
| Costo del servicio corriente | 1.665.500 |
| Costo por intereses | 2.175.614 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras | 1.073.475 |
| (Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia | 5.545.039 |
| Contribuciones Pagadas Obligación de Planes de Beneficios Definidos | (6.774.597) |
| Traspaso del personal | 551.607 |
| Saldo Final al 31 de diciembre de 2016 | 59.934.127 |

23.3 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 2016:

| | Chile |
|---|-----------------------|
| | 31/12/2016 |
| Tasas de descuento utilizadas | 4,70% |
| Tasa esperada de incrementos salariales | 4,00% |
| Tasa de rotación esperada | 6,12% - 7,25% |
| Tablas de mortalidad | CB-H-2014 y RV-M-2014 |

- Sensibilización:**

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\$4.665.915 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$5.241.395 en caso de una baja de la tasa.

- Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M\$ 5.898.062.

- Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo Enel Chile S.A. corresponde a 9,36 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

| Años | M\$ |
|----------|------------|
| 1 | 5.898.062 |
| 2 | 4.526.285 |
| 3 | 5.091.426 |
| 4 | 4.277.891 |
| 5 | 5.204.425 |
| más de 5 | 24.683.618 |

24. PATRIMONIO.

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios del Grupo

Al 31 de diciembre de 2016, el capital social de Enel Chile S.A., asciende a \$ 2.229.108.974.538 y está representado por 49.092.772.762 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas, que se encuentran 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).

Para mayor información de los antecedentes generales de Enel Chile S.A., Ver Nota 1.

24.2 Dividendos

| N° Dividendo | Tipo de Dividendo | Fecha de Pago | Pesos por Acción | Imputado al Ejercicio |
|--------------|-------------------|---------------|------------------|-----------------------|
| 1 | Definitivo | 24/05/2016 | 2,09338 | 2015 |
| 2 | Provisorio | 27/01/2016 | 0,75884 | 2016 |

24.3 Reservas por diferencias de conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión atribuibles a los propietarios del Grupo, del estado de situación financiera Consolidado al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016, es el siguiente:

| Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas | 31/12/2016 M\$ | 01/03/2016 M\$ |
|--|-------------------|-------------------|
| Gasatacama Chile S.A. | 8.484.094 | 8.690.557 |
| Electrogas (*) | - | 1.423.799 |
| GNL Chile S.A. | 738.839 | 805.316 |
| GNL Quintero S.A. (**) | - | (726.970) |
| TOTAL | 9.222.933 | 10.192.702 |

(*) Ver Nota 5.

(**) Ver Nota 12.b).

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las entidades consolidadas

Nuestra filial Enel Generación Chile S.A. debe 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 2016, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Generación Chile S.A. asciende a M\$ 458.309.294.

24.5 Otras Reservas

Al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016, la naturaleza y destino de las Otras reservas es el siguiente:

| Detalle de Otras Reservas | Saldo al 01/03/2016 M\$ | Movimiento 2016 M\$ | Saldo al 31/12/2016 M\$ |
|--|----------------------------|------------------------|----------------------------|
| Diferencias de cambio por conversión | 10.192.702 | (969.769) | 9.222.933 |
| Coberturas de flujo de caja | (112.912.093) | 36.693.623 | (76.218.470) |
| Activos financieros disponibles para la venta | 14.841 | (4.886) | 9.955 |
| Otras reservas varias | (974.577.310) | 4.837.190 | (969.740.120) |
| Importes reconocidos en otro resultado integral y acumulados en el patrimonio relativos a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición mantenidos para la venta (*) | - | 1.632.724 | 1.632.724 |
| TOTAL | (1.077.281.860) | 42.188.882 | (1.035.092.978) |

(*) Ver nota 5.

- Reservas diferencias de conversión:** Proviene fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en la conversión de nuestras entidades consolidadas que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.7.3).
- 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.h).
- Otras reservas varias**

Los principales ítems que componen este rubro y sus efectos son los siguientes:

| Otras reservas Varias | Saldo al 31/12/2016 M\$ | Saldo al 01/03/2016 M\$ |
|--|----------------------------|----------------------------|
| Reserva por reestructuración societaria ("División") (i) | (532.330.290) | (538.097.024) |
| Reservas APV transición a NIIF (ii) | (457.221.836) | (457.221.836) |
| Reservas por combinaciones de negocios (iii) | 12.502.494 | 12.502.494 |
| Otras reservas varias (iv) | 7.309.512 | 8.239.056 |
| Saldo Final | (969.740.120) | (974.577.310) |

- Reserva por reestructuración societaria (División):** Representa el efecto generado por la reorganización societaria (descrita en la Nota 1) de Enel Chile y separación del negocio fuera de Chile en Enersis Américas. En este sentido, esta reserva incluye los efectos de los impuestos pagados en Perú producto de las escisiones de las operaciones extranjeras de Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile, los montos pagados por estas sociedades, como sujetos pasivos, fueron de 577 millones de Soles Peruanos, (M\$100.978.571, aproximadamente) y 74 millones de Nuevos Soles, (M\$15.193.186 aproximadamente) respectivamente. Este impuesto, que se pagó durante los meses de marzo y abril de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Generación Chile y Enel Distribución Chile poseían en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de mercado de las inversiones, a la fecha de la transferencia, y el costo de adquisición tributario de las citadas participaciones. El efecto económico neto en el patrimonio de apertura fue de M\$90.274.727.

Cabe destacar que, por estar directamente vinculado a la transacción de división, el registro contable de este impuesto se ha realizado directamente en patrimonio neto, específicamente en Otras reservas, siguiendo la naturaleza de la transacción principal (transacción con los accionistas). (Ver Notas 1 y 2).

- ii) **Reservas APV transición a NIIF:** En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
- iii) **Reservas por combinaciones de negocios:** Representan el efecto generado por compras de participaciones de filiales bajo control común.
- iv) **Otras reservas varias:** provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

24.6 Participaciones no controladoras

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

| Compañías | Participaciones no controladoras (porcentaje de control) | | | |
|--|--|--------------------|--------------------|-------------------------------------|
| | 31/12/2016 | Patrimonio | | Ganancia / (Pérdida) |
| | | 31/12/2016 | 01/03/2016 | Diez meses terminados al 31/12/2016 |
| | % | M \$ | M \$ | M \$ |
| Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.) | 0,91% | 6.441.611 | 5.836.760 | 1009.117 |
| Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | 40,02% | 680.725.188 | 581.092.791 | 143.739.395 |
| Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | 7,35% | 10.008.502 | 12.025.560 | 5.388.711 |
| Sociedad Agrícola de Cameros Ltda. | 42,50% | 2.636.470 | 2.670.095 | (33.625) |
| Otras | | (209.417) | (195.636) | 111.340 |
| TOTAL | | 699.602.354 | 601.429.570 | 150.214.938 |

25. INGRESOS DE ACTIVIDADES ORDINARIAS Y OTROS INGRESOS.

El detalle del rubro Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

| Ingresos de actividades ordinarias | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--|
| Ventas de energía | 1.922.123.773 |
| Generación | 943.626.845 |
| Clientes Regulados | 658.760.248 |
| Clientes no Regulados | 201.795.934 |
| Ventas de Mercado Spot | 83.070.663 |
| Distribución | 978.496.928 |
| Residenciales | 367.393.863 |
| Comerciales | 313.052.550 |
| Industriales | 189.524.626 |
| Otros Consumidores (1) | 108.525.889 |
| Otras ventas | 72.303.542 |
| Ventas de gas | 65.693.872 |
| Ventas de productos y servicios | 6.609.670 |
| Otras prestaciones de servicios | 118.464.479 |
| Peajes y transmisión | 45.956.751 |
| Arriendo equipos de medida | 3.773.732 |
| Alumbrado público | 11.717.015 |
| Servicios de ingeniería y consultoría | 14.304.336 |
| Otras prestaciones (2) | 42.712.645 |
| Total Ingresos de actividades ordinarias | 2.112.891.794 |
| Otros ingresos | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
| Ingreso por derivado de Commodities | 10.794.682 |
| Otros Ingresos | 12.354.215 |
| Total Otros ingresos | 23.148.897 |

- (1) Por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016, incluye ingresos de la venta de energía a municipalidades M\$31.677.893; entidades gubernamentales por M\$15.583.647; empresas del sector agrícola por M\$4.193.940; y otros consumidores por M\$57.070.409.
- (2) Por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016, incluye servicios de construcción de empalmes por M\$13.168.205, trabajos en instalaciones específicas y redes por M\$20.294.621; y otros servicios por M\$9.249.819.

26. MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS.

El detalle del rubro Materias primas y consumibles utilizados por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

| Materias primas y consumibles utilizados | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--|
| Compras de energía | (735.912.230) |
| Consumo de combustible | (260.354.353) |
| Gastos de transporte | (157.783.943) |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | (106.035.353) |
| Total Materias primas y consumibles utilizados | (1.260.085.879) |

27. GASTOS POR BENEFICIOS A LOS EMPLEADOS.

El detalle del rubro Gastos por beneficios a los empleados por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

| Gastos por beneficios a los empleados | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|--|--|
| Sueldos y salarios | (86.680.507) |
| Gasto por obligación por beneficios post empleo | (1.665.500) |
| Seguridad social y otras cargas sociales | (12.171.604) |
| Otros gastos de personal | (7.481.752) |
| Total Gastos por beneficios a los empleados | (107.999.363) |

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

El detalle del rubro Gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016, es el siguiente:

| | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|----------------------------|--|
| Depreciaciones | (130.414.639) |
| Amortizaciones | (4.971.810) |
| Subtotal | (135.386.449) |
| Pérdidas por deterioro (*) | (34.957.822) |
| Total | (170.344.271) |

| (*) Información por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro | Generación | Distribución | Diez meses terminados al 31/12/2016 |
|--|---------------------|--------------------|-------------------------------------|
| | M\$ | M\$ | M\$ |
| Activos financieros (ver nota 8.c) | - | (4.172.291) | (4.172.291) |
| Inmovilizado (ver nota 15) | (30.785.531) | - | (30.785.531) |
| Total | (30.785.531) | (4.172.291) | (34.957.822) |

29. OTROS GASTOS POR NATURALEZA.

El detalle del rubro Otros gastos por naturaleza por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

| Otros gastos por naturaleza | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|--|--|
| Otros suministros y servicios | (21.437.694) |
| Servicios profesionales independientes, externalizados y otros | (48.055.952) |
| Reparaciones y conservación | (9.725.260) |
| Indemnizaciones y multas | (2.898.543) |
| Tributos y tasas | (3.347.195) |
| Primas de seguros | (14.397.869) |
| Arrendamientos y cánones | (2.841.113) |
| Publicidad, propaganda y relaciones públicas | (3.643.802) |
| Castigo proyectos Huechún y Chillán (*) | (2.549.926) |
| Castigo de proyectos en curso (*) | (33.930.297) |
| Otros aprovisionamientos | (5.572.588) |
| Gastos de viajes | (2.828.377) |
| Gastos de medioambiente | (1.959.752) |
| Total Otros gastos por naturaleza | (153.188.368) |

(*) Ver Nota 15.e).x).

30. OTRAS GANANCIAS.

El detalle del rubro Otras ganancias por el período de diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

| Otras ganancias (pérdidas) | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--|
| Ganancia por venta GNL Quintero (*) | 121.325.018 |
| Resultado de otras inversiones y venta de activos | 165.044 |
| Total Otras ganancias (pérdidas) | 121.490.062 |

(*) Ver Nota 12.b).

31. RESULTADO FINANCIERO.

El detalle del rubro Ingreso y gasto financiero diez meses terminados al 31 de diciembre de 2016 es el siguiente:

| Ingresos financieros | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--|
| Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros | 5.198.591 |
| Intereses Cobrados a Clientes en Cuentas de Energía y Facturaciones | 7.642.905 |
| Otros ingresos financieros | 8.234.836 |
| Total Ingresos Financieros | 21.076.332 |

| Costos financieros | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--|
| Préstamos bancarios | (2.033.898) |
| Obligaciones garantizadas y no garantizadas | (36.991.834) |
| Arrendamientos financieros (leasing) | (780.953) |
| Valoración derivados financieros | (566.232) |
| Actualización financiera de provisiones (1) | (2.551.211) |
| Obligación por beneficios post empleo (2) | (2.175.614) |
| Gastos de formalización de deuda y otros gastos asociados | (2.105.863) |
| Gastos financieros activados | 2.776.196 |
| Otros costos financieros | (4.750.760) |
| Total Costos Financieros | (49.180.169) |
| Resultado por unidades de reajuste (*) | 1.363.983 |
| Diferencias de cambio (**) | 9.002.235 |
| Total Resultado Financiero | (17.737.619) |

(1) Ver nota 22

(2) Ver nota 23

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 (*) | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--|
| Otros activos financieros | 6.978.547 |
| Otros activos no financieros | (38.883) |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 417.688 |
| Activos y Pasivos por impuestos corrientes | 1.923.141 |
| Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados) | (7.899.707) |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | (16.803) |
| Total Resultado por Unidades de Reajuste | 1.363.983 |

| Diferencias de Cambio (**) | Diez meses terminados al 31/12/2016 M\$ |
|---|--|
| Efectivo y equivalentes al efectivo | (432.963) |
| Otros activos financieros | 582.821 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar | 5.086.672 |
| Activos y Pasivos por impuestos corrientes | - |
| Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados) | 4.776.671 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | (1.010.966) |
| Total Diferencias de Cambio | 9.002.235 |

32. INFORMACIÓN POR SEGMENTO.

32.1 Criterios de segmentación.

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

El Grupo adoptó un enfoque “abajo hacia arriba” para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y de Distribución han sido definidos basado en IFRS 8.9 y en los criterios establecidos en IFRS 8.12.

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

El negocio de generación es conducido en Chile por nuestras filiales Enel Generación Chile S.A., Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., Gasatacama Chile S.A. y Central Eólica Canela S.A..

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por la compañía eléctrica Enel Distribución Chile S.A. y sus filiales que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves (“KPI” por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación, entre otros. La presentación de información bajo un

enfoque del negocio ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares, en cada uno de los siguientes aspectos:

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

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

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de del Grupo.

32.2 Generación y Distribución y otros.

| Línea de Negocio | Generación | | Distribución | | Holdings y Eliminaciones | | Totales | |
|--|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|--------------------|----------------------|----------------------|
| | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ |
| ACTIVOS | | | | | | | | |
| ACTIVOS CORRIENTES | 543.372.955 | 546.693.197 | 245.122.733 | 283.396.502 | 78.031.249 | 26.739.595 | 866.526.937 | 856.829.294 |
| Efectivo y equivalentes al efectivo | 114.486.479 | 76.276.798 | 23.378.615 | 19.907.975 | 108.134.098 | 64.834.159 | 245.999.192 | 161.018.932 |
| Otros activos financieros corrientes | 487.106 | 500.181 | 47.517 | 26.446 | 49.621 | 41.848 | 584.244 | 568.475 |
| Otros activos no financieros, corriente | 4.409.288 | 869.567 | 11.091.061 | 4.575.827 | 331.137 | 370.605 | 15.831.486 | 5.815.999 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 260.440.086 | 341.882.526 | 180.290.279 | 234.976.837 | 4.341.491 | 6.414.273 | 445.071.856 | 583.273.636 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes | 82.727.781 | 77.933.451 | 8.895.440 | 9.690.948 | (38.764.837) | (51.904.797) | 52.858.384 | 35.719.602 |
| Inventarios corrientes | 33.390.799 | 33.846.916 | 1.878.072 | 2.053.615 | 2.270.725 | 6.964.507 | 37.539.596 | 42.865.038 |
| Activos por impuestos corrientes, corriente | 34.438.408 | 15.383.758 | 19.541.749 | 12.164.854 | 1.669.014 | 19.000 | 55.649.171 | 27.567.612 |
| Activo no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios | 12.993.008 | | | | - | | 12.993.008 | - |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | 2.856.309.537 | 2.848.142.707 | 829.203.115 | 766.740.596 | 846.671.423 | 840.713.253 | 4.532.184.075 | 4.455.596.556 |
| Otros activos financieros no corrientes | 28.802.569 | 25.113.504 | 24.973 | 31.731 | - | - | 28.827.542 | 25.145.235 |
| Otros activos no financieros no corrientes | 12.318.444 | 4.553.816 | 10.19.050 | 997.470 | (1.342) | 79.941 | 13.336.152 | 5.631.227 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 6.788.437 | 29.242 | 24.978.209 | 14.379.675 | 1.733.459 | 141.863 | 33.500.105 | 14.550.780 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación | 18.738.198 | 32.780.878 | 60.325 | 58.690 | (60.325) | (58.690) | 18.738.198 | 32.780.878 |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía | 19.266.874 | 20.111.035 | 25.430.420 | 22.470.595 | (226.544) | (1.070.865) | 44.470.750 | 415.10.765 |
| Plusvalía | 24.860.356 | 24.860.356 | 2.240.478 | 2.240.478 | 860.156.821 | 860.156.821 | 887.257.655 | 887.257.655 |
| Propiedades, planta y equipo | 2.726.838.536 | 2.722.198.590 | 774.999.730 | 726.220.241 | (25.709.632) | (29.359.136) | 3.476.128.634 | 3.419.059.695 |
| Propiedad de inversión | - | - | - | - | 8.128.522 | 8.147.242 | 8.128.522 | 8.147.242 |
| Activos por impuestos diferidos | 18.696.123 | 18.495.286 | 449.930 | 341.716 | 2.650.464 | 2.676.077 | 21.796.517 | 21.513.079 |
| TOTAL ACTIVOS | 3.399.682.492 | 3.394.835.904 | 1.074.325.848 | 1.050.137.098 | 924.702.672 | 867.452.848 | 5.398.711.012 | 5.312.425.850 |

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

| Línea de Negocio | Generación | | Distribución | | Holdings y Eliminaciones | | Totales | |
|---|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|--------------------|----------------------|----------------------|
| | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ |
| PATRIMONIO NETO Y PASIVOS | | | | | | | | |
| PASIVOS CORRIENTES | 555.777.465 | 639.169.616 | 259.684.837 | 343.418.503 | (58.215.655) | (40.782.132) | 757.246.647 | 941.805.987 |
| Otros pasivos financieros corrientes | 25.696.064 | 27.396.381 | 102 | 95 | - | - | 25.696.166 | 27.396.476 |
| Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar | 341.088.664 | 340.887.553 | 151.549.875 | 131.688.103 | 68.866.744 | 168.727.764 | 561.505.283 | 641.303.420 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 121.018.039 | 241.591.548 | 96.520.909 | 202.536.840 | (127.110.019) | (210.109.778) | 90.428.929 | 234.018.610 |
| Otras provisiones corrientes | 6.493.428 | 9.229.693 | 104 | 36.140 | - | - | 6.493.532 | 9.265.833 |
| Pasivos por impuestos corrientes | 61.457.940 | 20.041.111 | 113.855 | 12.004 | 27.620 | 599.882 | 61.599.415 | 20.652.997 |
| Provisiones por beneficios a los empleados corrientes | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otros pasivos no financieros corrientes | 23.330 | 23.330 | 11.499.992 | 9.145.321 | - | - | 11.523.322 | 9.168.651 |
| Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta | - | - | - | - | - | - | - | - |
| PASIVOS NO CORRIENTES | 114.144.775 | 119.901.951 | 106.283.505 | 54.306.496 | (41.957.557) | (29.592.934) | 1.178.470.723 | 1.215.615.513 |
| Otros pasivos financieros no corrientes | 854.016.751 | 905.387.924 | - | - | - | - | 854.016.751 | 905.387.924 |
| Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes | 1.453.022 | 4.841.138 | 30.091 | 42.039 | - | - | 1.483.113 | 4.883.177 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes | 251.527 | 251.527 | 50.000.180 | - | (50.000.180) | - | 251.527 | 251.527 |
| Otras provisiones no corrientes | 57.325.914 | 50.702.975 | 5.780.994 | 5.413.164 | - | - | 63.106.908 | 56.116.139 |
| Pasivo por impuestos diferidos | 185.277.004 | 214.384.212 | 20.502.853 | 21.274.096 | (6.415.063) | (42.814.724) | 199.364.794 | 192.843.584 |
| Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes | 15.820.557 | 15.334.175 | 29.655.884 | 27.141.524 | 14.457.686 | 13.221.790 | 59.934.127 | 55.697.489 |
| Otros pasivos no financieros no corrientes | - | - | 313.503 | 435.673 | - | - | 313.503 | 435.673 |
| PATRIMONIO NETO | 1.729.760.252 | 1.564.764.337 | 708.357.506 | 652.412.099 | 1.024.875.884 | 937.827.914 | 3.462.993.642 | 3.155.004.350 |
| Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora | 1.729.760.252 | 1.564.764.337 | 708.357.506 | 652.412.099 | 1.024.875.884 | 937.827.914 | 2.763.391.288 | 2.553.574.780 |
| Capital emitido | 552.777.321 | 552.777.321 | 230.137.980 | 230.137.980 | 1.446.193.674 | 1.446.193.674 | 2.229.108.975 | 2.229.108.975 |
| Ganancias (pérdidas) acumuladas | 1.199.429.221 | 1.026.012.237 | 794.856.204 | 727.063.306 | (424.910.134) | (351.327.878) | 1.569.375.291 | 1.401.747.665 |
| Primas de emisión | 85.511.492 | 85.511.492 | 354.220 | 354.220 | (85.865.712) | (85.865.712) | - | - |
| Acciones propias en cartera | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otras participaciones en el patrimonio | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Otras reservas | (107.957.782) | (99.536.713) | (316.990.898) | (305.143.407) | 89.458.056 | (71.172.170) | (1.035.092.978) | (1.077.281.860) |
| Participaciones no controladoras | - | - | - | - | - | - | 699.602.354 | 601.429.570 |
| Total Patrimonio Neto y Pasivos | 3.399.682.492 | 3.394.835.904 | 1.074.325.848 | 1.050.137.098 | 924.702.672 | 867.452.848 | 5.398.711.012 | 5.312.425.850 |

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

| Línea de Negocio | Generación | Distribución | Holdings y Eliminaciones | Totales |
|--|---|---|---|---|
| ESTADO DE RESULTADOS | Diez meses terminados al 31/12/2016 M \$ | Diez meses terminados al 31/12/2016 M \$ | Diez meses terminados al 31/12/2016 M \$ | Diez meses terminados al 31/12/2016 M \$ |
| INGRESOS | 1.391.823.913 | 1.105.905.679 | (361.688.901) | 2.136.040.691 |
| Ingresos de actividades ordinarias | 1.373.935.443 | 1.101.015.767 | (362.059.416) | 2.112.891.794 |
| Ventas de energía | 1257.372.677 | 980.151.999 | (315.400.103) | 1.922.123.773 |
| Otras ventas | 65.203.837 | 7.099.705 | - | 72.303.542 |
| Otras prestaciones de servicios | 51.358.929 | 113.764.863 | (46.659.313) | 118.464.479 |
| Otros ingresos | 17.888.470 | 4.889.912 | 370.515 | 23.148.897 |
| MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS | (756.005.946) | (872.839.679) | 368.759.746 | (1.260.085.879) |
| Compras de energía | (274.626.530) | (780.398.687) | 319.112.987 | (735.912.230) |
| Consumo de combustible | (260.354.353) | - | - | (260.354.353) |
| Gastos de transporte | (153.645.171) | (51938.364) | 47.799.592 | (157.783.943) |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | (67.379.892) | (40.502.628) | 1.847.167 | (106.035.353) |
| MARGEN DE CONTRIBUCIÓN | 635.817.967 | 233.066.000 | 7.070.845 | 875.954.812 |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados | 7.560.980 | 5.219.148 | - | 12.780.128 |
| Gastos por beneficios a los empleados | (5.1063.526) | (30.147.417) | (26.788.420) | (107.999.363) |
| Otros gastos, por naturaleza | (107.406.629) | (44.640.316) | (1.141.423) | (153.188.368) |
| RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN | 484.908.792 | 163.497.415 | (20.858.998) | 627.547.209 |
| Gasto por depreciación y amortización | (110.928.368) | (25.459.958) | 1.001.877 | (135.386.449) |
| Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período | (30.785.531) | (4.172.291) | - | (34.957.822) |
| RESULTADO DE EXPLOTACIÓN | 343.194.893 | 133.865.166 | (19.857.121) | 457.202.938 |
| RESULTADO FINANCIERO | (31.265.448) | 7.371.143 | 6.156.686 | (17.737.619) |
| Ingresos financieros | 5.962.687 | 11.866.687 | 3.246.958 | 21.076.332 |
| Ingresos por colocación de depósitos y otros instrumentos financieros | 1.963.835 | 1.332.489 | 1.902.267 | 5.198.591 |
| Otros ingresos financieros | 3.998.852 | 10.534.198 | 1.344.691 | 15.877.741 |
| Costos financieros | (46.761.815) | (5.407.500) | 2.989.146 | (49.180.169) |
| Préstamos bancarios | (2.033.509) | (423) | 34 | (2.033.898) |
| Obligaciones con el público garantizadas y no garantizadas | (36.991.834) | - | - | (36.991.834) |
| Otros | (7.736.472) | (5.407.077) | 2.989.112 | (10.154.437) |
| Resultados por Unidades de Reajuste | 411.959 | 940.117 | 11.907 | 1.363.983 |
| Diferencias de cambio | 9.121.721 | (28.161) | (91.325) | 9.002.235 |
| Positivas | 19.919.423 | 173.183 | 65.497 | 20.158.103 |
| Negativas | (10.797.702) | (201.344) | (156.822) | (11.155.868) |
| Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación | 6.584.476 | - | - | 6.584.476 |
| Otras ganancias (pérdidas) | 121.490.975 | (831) | (82) | 121.490.062 |
| Resultado de Otras Inversiones | 121.457.431 | (831) | (82) | 121.456.518 |
| Resultados en Ventas de Activos | 33.544 | - | - | 33.544 |
| Ganancia (pérdida), antes de impuestos | 440.004.896 | 141.235.478 | (13.700.517) | 567.539.857 |
| (Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias | (73.604.961) | (30.269.345) | 4.110.508 | (99.763.798) |
| Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas | 366.399.935 | 110.966.133 | (9.590.009) | 467.776.059 |
| Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas | - | - | - | - |
| GANANCIA (PÉRDIDA) | 366.399.935 | 110.966.133 | (9.590.009) | 467.776.059 |
| Ganancia (Pérdida) Atribuibles a | 366.399.935 | 110.966.133 | (9.590.009) | 467.776.059 |
| Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora | | | | 317.561.121 |
| Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras | | | | 150.214.938 |

| | Generación | Distribución | Holdings y Eliminaciones | Totales |
|--|---|---|---|---|
| ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO | Diez meses terminados al 31/12/2016 M \$ | Diez meses terminados al 31/12/2016 M \$ | Diez meses terminados al 31/12/2016 M \$ | Diez meses terminados al 31/12/2016 M \$ |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación | 342.454.289 | 144.368.592 | (24.136.494) | 462.686.387 |
| Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión | 10.834.245 | (53.006.831) | 24.785.245 | (17.387.341) |
| Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación | (312.330.383) | (88.013.914) | 42.714.657 | (357.629.640) |

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

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

33.1 Garantías directas.

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$18.694.023.941.

33.2 Garantías Indirectas.

| Tipo | Nombre del contrato | Fecha de término | Acreedor de la Garantía | Deudor | | Tipo de Garantía | Activos Comprometidos | | | Saldo pendiente de la Obligación | |
|-----------|---------------------|------------------|--|---------------|--|--------------------|-----------------------|----------------|-------|----------------------------------|------------|
| | | | | Nombre | Relación | | Tipo | Valor Contable | | Moneda | 31/12/2016 |
| | | | | | | | | Moneda | Valor | | |
| Solidario | Bono B | Octubre de 2028 | Bonistas Programa de Bonos Enel Américas | Enel Américas | Empresas divididas del deudor original Enersis (deudor solidario Enel Chile) | Codeudor Solidario | | | | Ch\$ | 22.393.639 |

* Al dividirse el emisor original, Enersis (hoy Enel Américas), y de acuerdo al contrato de deuda todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Américas.

33.3 Litigios y arbitrajes.

1. En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de Enel Generación Chile S.A. (en adelante “EGC”), 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 EGC 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 riberaños 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 EGC, 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, EGC presentó recurso de apelación y casación en la forma para ante la Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aún se encuentran pendientes de vista.

2. Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), actualmente Gas Atacama Chile S.A., 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\$ 48.385.944. 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 la entonces 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, hoy Gas Atacama Chile S.A., presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvenzional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su réplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvenzional. Con fecha 1 de octubre de 2014, la demandante presentó su réplica 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 entregó bases de acuerdo, las cuales analizadas por las partes fueron aceptadas, materializándose en un avenimiento en el mes de noviembre de 2016, que pone fin al litigio en forma definitiva. Causa Terminada.

3. En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de EGC, 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. EGC presentó un programa de cumplimiento, el cual no fue aprobado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la Superintendencia de Medio Ambiente reformuló los cargos cursados agregando dos nuevas infracciones a los cargos ya formulados. EGC 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 EGC, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA. En su contra, EGC 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, salvo los cargos formulados por 1477 UTA, respecto de los cuales se postergó la decisión hasta el día 13 de diciembre de 2016, fecha en la cual se notificó del

fallo de la Corte Suprema, confirmando la totalidad de la multa. Las 1477 UTA fueron íntegramente pagadas en el mes de diciembre de 2016. Causa Terminada.

4. Mediante ORD N° 5705, de fecha 23.05.2016, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) formuló cargos en contra de GasAtacama Chile, por la entrega de información supuestamente errónea al CDEC-SING, respecto a los parámetros de Mínimo Técnico (MT) y Tiempo Medio de Operación (TMO) durante el periodo comprendido entre el 1° de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015. En Su contra, GasAtacama Chile presentó sus descargos, los cuales mediante Resolución SEC N° 014606, notificada con fecha 04.08.2016, fueron rechazados, cursando una multa por 120.000 UTM. No conformes con la resolución SEC que aplica la multa en referencia, la compañía interpuso recurso de reposición fundado ante la misma Superintendencia, el cual fue rechazado por la Superintendencia, mediante Resolución N° 15908, de fecha 02.11.2016, confirmando la totalidad de la multa impuesta. En contra de la antedicha resolución, la compañía dedujo reclamo de ilegalidad ante la Corte de Apelaciones de Santiago, consignando para ello el 25% de la multa. A la fecha el citado reclamo de ilegalidad se encuentra pendiente de vista y resolución por parte de la Corte de Apelaciones de Santiago.

33.4 Restricciones financieras.

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Chile, a nivel individual, no tenía obligaciones de deuda y por lo tanto no estaba afectada por ningún covenant financiero o eventos de incumplimiento. Sin embargo, diversos contratos de deuda de nuestras subsidiarias, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones impuestas en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que exigen su cumplimiento.

1. Incumplimiento cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Generación Chile contienen cláusulas de cross default. La línea de crédito bajo ley chilena, que Enel Generación Chile suscribió en marzo de 2016, por UF 2,8 millones estipula que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir de Enel Generación Chile, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea 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. Esta línea no ha sido desembolsada. Las líneas de crédito internacionales de Enel Generación Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscritas en julio 2014 y febrero 2016 y que expiran en julio de 2019 y febrero de 2020, respectivamente, tampoco hacen referencia a ninguna de sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar por incumplimiento de otra deuda de Enel Generación Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora de la otra 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 cada contrato. Al 31 de diciembre de 2016, estas líneas de crédito no se encontraban desembolsadas.

En los bonos de Enel Generación 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. Los Yankee Bonds de Enel Generación 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. Al 31 de diciembre de 2016, el monto adeudado por los Yankee Bonds totaliza M\$ 477.865.946.

Los bonos de Enel Generación 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 los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de diciembre de 2016, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M\$ 324.440.215.

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 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.

Los bonos de Enel Generación 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 2016, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,32.
- 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 2016, el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora de Enel Generación Chile fue de \$ 1.700.962 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 2016, la relación mencionada fue de 10,92.
- 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 Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel 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 Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas, y operaciones de asociadas de largo plazo de Enel Generación Chile en las que no tiene participación Enel Américas. Al 31 de diciembre de 2016, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 117,29 millones, indicando que Enel Américas es un deudor neto de Enel Generación Chile.

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 2016, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,32.
- Patrimonio Consolidado: Ídem Serie H.
- Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros: Ídem Serie H.

La línea de crédito local (bajo ley chilena y que vence en abril de 2019) e internacionales (bajo ley del Estado de Nueva York que vencen en julio 2019 y febrero 2020, respectivamente) de Enel Generación Chile incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo, idénticas entre sí, se establecen en los respectivos contratos.

- Razón de endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,4. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2016, la Razón de apalancamiento fue de 0,47.

- Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 6,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 31 de diciembre de 2016, el ratio Deuda/EBITDA fue de 1,38.

Por su parte, los “Yankee Bonds” no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Para Enel Generación Chile, al 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento presente en las tres líneas de crédito.

El resto de compañías del Grupo no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

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

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

33.5 Otras informaciones.

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 entidad consolidada Enel Generación 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.

Enel Generación 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 Enel Generación Chile. En consecuencia, al cierre del ejercicio 2014, la filial Enel Generación 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).

Los efectos financieros y contables que tuvo para Enel Chile la provisión de deterioro de Enel Generación Chile sobre su participación en Hidroaysén, resultaron en un cargo al resultado neto de Enel Chile por \$41.426 millones (aproximadamente US\$ 73 millones).

34. DOTACIÓN.

La dotación de Enel Chile al 31 de diciembre de 2016 es la siguiente:

| País | 31/12/2016 | | | | Promedio del periodo |
|--------------|-----------------------------------|--------------------------|----------------------|--------------|----------------------|
| | Gerentes y Ejecutivos Principales | Profesionales y Técnicos | Trabajadores y Otros | Total | |
| Chile | 62 | 1.709 | 213 | 1.984 | 1.988 |
| Argentina | - | 24 | 2 | 26 | 27 |
| Total | 62 | 1.733 | 215 | 2.010 | 2.015 |

35. SANCIONES.

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

Filiales

1. Enel Generación Chile S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, se encuentran finalizados los procedimientos sancionatorios iniciados por la Superintendencia de Medio Ambiente, F-13 SMA Central Bocamina ENEL GENERACION \$818.547.492.- (multa pagada) F-13, F-15 SMA Huasco y Diego de Almagro ENEL GENERACION \$303.446.250 (multa pagada). Asimismo se encuentra pagada la multa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por un monto de \$1.386.870, por no dar respuesta a requerimiento de información.

Por otra parte, la SEREMI de Salud del Bío Bío, cursó procesos 2 sancionatorios de sumarios sanitarios, por deficiencias sanitarias detectadas en la central Bocamina. El primero de esos procesos sancionatorios es por la suma de \$23.114.500 que se encuentra en etapa de reclamación ante Tribunales ordinarios, y el segundo de ellos por la suma de \$9.245.800, se encuentra en etapa de resolución del recurso de reposición administrativa interpuesto por la compañía

2. GasAtacama Chile S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, se encuentran finalizados los procesos sancionatorios seguidos por la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) F -14 CELTA (GAS ATACAMA) SMA por un monto de \$30.749.220 (multa pagada) y el proceso F-17 SMA Central San Isidro, por un valor de \$6.099.300 que también se encuentra pagado. Por su parte la Superintendencia de Electricidad y Combustibles sancionó a Gasatacama por un monto de 400 UTM, equivalentes a \$18.491.600 suma que ya fue pagada. A la fecha se encuentra pendiente el reclamo de ilegalidad interpuesto por GasAtacama Chile S.A. en contra de la resolución SEC N° 15908, de fecha 02.11.2016, que cursa multa por un monto de 120.000 UTM, equivalentes a \$5.541.960.000.-

3. Enel Distribución Chile S.A.

Al 31 de Diciembre de 2016, estaban pendientes de resolución 5 sanciones impuestas por la Superintendencia de Electricidad y Combustible, por infracciones a la Ley Eléctrica y su Reglamento, por un monto total de \$1.848.751.673.-

Durante el ejercicio 2015 y al cuarto trimestre de 2016, los directores o administradores no han sido afectados por sanciones de ninguna naturaleza por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros o de otras autoridades administrativas.

36. MEDIO AMBIENTE.

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2016, son los siguientes:

| Compañía que efectúa el desembolso | Nombre del Proyecto | Descripción en Medio Ambiente | Estado del proyecto [Terminado, En proceso] | 31/12/2016 | | | | | |
|--|---|--|---|-------------------|-------------------|------------------|---------------------------|----------------------------------|-------------------|
| | | | | M \$ | | | | | |
| | | | | Monto Desembolsos | Monto Activado | Monto Gasto | Monto desembolso a futuro | Fecha estimada desembolso Futuro | Total desembolsos |
| PEHUENCHE | GASTOS MEDIOAMBIENTALES CENTRALES HIDROELÉCTRICAS | Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H) | En proceso | 5.732 | - | 5.732 | - | - | 5.732 |
| Gas atacama Chile S.A | Estudios, monitoreos y disposición de residuos | Higienización, tratamiento de residuos, sist.de gestión y control de plagas | Terminado | 26.154 | - | 26.154 | - | - | 26.154 |
| | Estudios, monitoreos y análisis de laboratorio | Retiro y disposición final de residuos sólidos en C. Térmicas | En proceso | 145.968 | - | 145.968 | - | - | 145.968 |
| | Planta ZLD (estudios) | Planta ZLD (estudios) | Terminado | 4.490 | 4.490 | - | - | - | 4.490 |
| | Centrales a carbón | Norma de emisiones (Desox y Denox Tarapacá) | En proceso | 27.648.451 | 27.648.451 | - | - | - | 27.648.451 |
| EOLICA CANELA | Gastos Medioambientales en CC.EE. | Análisis y monitoreo calidad aguas e Higienización Canela | En proceso | 90.719 | - | 90.719 | - | - | 90.719 |
| Enel Generación Chile S.A. | GASTOS AMBIENTALES CC.CC. | Los principales gastos efectuados son: Bocamina U+2: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorológica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1al año, Validación Anual CEM S, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revistas, libros), Mediciones Isocinéticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEM S. | En proceso | 530.865 | - | 530.865 | - | - | 530.865 |
| | GASTOS AMBIENTALES CC.TT. | Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H) | En proceso | 176.509 | - | 176.509 | - | - | 176.509 |
| | GASTOS AMBIENTALES CC.HH | Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.) | En proceso | 109.927 | - | 109.927 | - | - | 109.927 |
| | C.H. Ralco | Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu | En proceso | 2.960.308 | 2.960.308 | - | - | - | 2.960.308 |
| Enel Distribución Chile S.A. | C.T. Tal Tal | Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos | En proceso | 2.552.122 | 2.552.122 | - | - | - | 2.552.122 |
| | CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT | Consiste en la corta de ramas hasta llegar a las condiciones de seguridad a que debe ser dejado el follaje respecto a los conductores. | En proceso | 36.683 | - | 36.683 | - | - | 36.683 |
| | GESTIÓN DE RESPEL | Considera los costos por el retiro y tratamiento de Residuos Peligrosos (destino final) generados en actividades de Mantenimiento Redes AT. | En proceso | 1.955 | - | 1.955 | - | - | 1.955 |
| | GESTIÓN DE RESSOL | Esta actividad contempla el despeje y poda de las redes de distribución MT/BT cercanos a las redes de distribución | En proceso | 748.476 | - | 748.476 | - | - | 748.476 |
| | GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE | El servicio consiste en el desmalezado y control de malezas en recintos de subestaciones de poder eléctricas con el objetivo de mantener libre de malezas los recintos asegurando una buena operación de estas instalaciones. | En proceso | 34.852 | - | 34.852 | - | - | 34.852 |
| | MEJORAS EN LA RED MT/BT | Monitoreo de Fauna comprometido en la RCA línea 220 KV | En proceso | 10.972 | 10.972 | - | 10.560 | 31/12/17 | 21.532 |
| | | Space CAB y Preensamblado | En proceso | 289.197 | 289.197 | - | - | - | 289.197 |
| | PERMISOS AMBIENTALES | Pagos corresponden a compromisos ambientales en la RCA que autorizo ambientalmente e | Terminado | 43.885 | 44.259 | - | - | - | 43.885 |
| | | DIA del Proyecto "Potenciación Línea 110 kV Los Almendros El Salto, tramo Tap Los Domin | En proceso | 8.856 | 8.856 | - | 5.068 | 30/06/17 | 13.924 |
| | Permisos ambientales línea Lo Espejo - Ochagavía | Estudio DGA, proyecto "Potenciación de Línea de Transmisión Eléctrica 110 kV Ochagavía | Terminado | 6.150 | 6.150 | - | - | - | 6.150 |
| | | Tramitación Permisos Ambientales Sectoriales, Línea-Lo Espejo -Ochagavía, tramo Tap Sistema | Terminado | 989 | 989 | - | - | - | 989 |
| | CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT | El servicio consiste en la mantención de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de chilectra. | Terminado | 49.907 | - | 49.907 | - | - | 49.907 |
| | CONSULTORIA AMBIENTAL | Consultoría Ambiental y Calibración de Sonómetro | Terminado | 1.492 | - | 1.492 | - | - | 1.492 |
| | CONTROL DE RUIDOS | Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV | Terminado | 513 | - | 513 | - | - | 513 |
| Mediciones de ruido en subestaciones: Sta. Raquel, La Reina, Cisterna y Sta. Marta | | En proceso | 10.431 | 10.431 | - | - | - | 10.431 | |
| Total | | | | 35.495.603 | 33.536.225 | 1.959.752 | 15.628 | | 35.511.231 |

37. INFORMACIÓN FINANCIERA RESUMIDA DE FILIALES.

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales entidades consolidadas al 31 de diciembre de 2016 y 01 de marzo de 2016, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera.

| | | 31/12/2016 | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------------|---------------|--------------------|-----------------------|-------------|-------------------------------|---------------------|--|------------------------|--------------------------------|--------------------------|----------------------|-----------------------------|----------------------------|--|--------------------|-------------------------|--------------------------|-------------|
| Estados financieros | Activos Corriente | Activos No Corrientes | Total Activos | Pasivos Corrientes | Pasivos No Corrientes | Patrimonio | Total de Patrimonio y Pasivos | Ingresos Ordinarios | Materias primas y consumibles utilizados | Margen de Contribución | Resultado Bruto de explotación | Resultado de explotación | Resultado Financiero | Resultado antes de impuesto | Impuesto sobre la sociedad | Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neto de Impuesto | Ganancia (Pérdida) | Otro resultado integral | Resultado integral total | |
| | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ |
| Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.) | Consolidado | 245.022.732 | 829.203.115 | 1.074.325.847 | 259.684.836 | 106.283.505 | 708.357.506 | 1.074.325.847 | 13.157.760.851 | (1042.329.385) | 273.431.466 | 192.134.808 | 156.594.125 | 8.579.317 | 165.174.429 | (32.589.362) | 8.914.398 | 141.499.466 | (21.284.665) | 120.214.801 |
| Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. | Consolidado | 57.558.313 | 116.54.352 | 69.212.665 | 6.711.190 | 1.466.867 | 61034.608 | 69.212.665 | 10.983.012 | - | 10.983.012 | (674.755) | 2.565.301 | 1.828.782 | (107.413) | - | 1.721.370 | - | - | 172.1370 |
| Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | separado | 457.044.171 | 2.508.609.028 | 2.965.653.199 | 496.301.633 | 977.323.552 | 1.492.028.015 | 2.965.653.200 | 15.49.029.123 | (1061866.497) | 487.162.626 | 344.396.037 | 233.410.403 | (42.070.476) | 537.165.788 | (55.804.663) | - | 481.351.125 | 65.717.064 | 547.068.189 |
| Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | separado | 35.730.340 | 193.496.111 | 229.226.481 | 43.012.321 | 50.044.060 | 136.170.100 | 229.226.481 | 15.568.982 | (23.529.449) | 12.039.534 | 125.454.246 | 16.789.055 | 24.333 | 116.813.388 | (28.202.602) | - | 88.610.786 | - | 88.610.786 |
| Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | Consolidado | - | - | - | - | - | - | - | 219.980.554 | (139.960.874) | 80.019.680 | 62.455.761 | 36.937.980 | (2.519.836) | 51.585.349 | 10.396.319 | - | 61.981.668 | (924.812) | 61.056.856 |
| Grupo Enel Generación Chile S.A. (ex Grupo Endesa S.A.) | Consolidado | 543.372.956 | 2.856.309.537 | 3.399.682.493 | 555.777.465 | 114.144.776 | 1.729.760.252 | 3.399.682.493 | 16.597.727.329 | (895.060.113) | 764.667.215 | 594.772.233 | 431.386.321 | (35.678.633) | 525.076.864 | (83.216.935) | 79.572.445 | 521.432.374 | (86.682.199) | 434.750.175 |
| Grupo Gas Atacama Chile S.A. | Consolidado | 194.264.349 | 663.665.991 | 857.930.340 | 86.380.336 | 89.573.088 | 68.1976.916 | 857.930.340 | 173.489.754 | (87.098.923) | 86.390.831 | 67.795.883 | 45.426.269 | 6.453.677 | 53.666.619 | - | 43.329.082 | (1779.413) | - | 41549.669 |

| | | 01/03/2016 | | | | | | | |
|---|-------------------|-----------------------|---------------|--------------------|-----------------------|---------------|-------------------------------|---------------|--|
| Estados financieros | Activos Corriente | Activos No Corrientes | Total Activos | Pasivos Corrientes | Pasivos No Corrientes | Patrimonio | Total de Patrimonio y Pasivos | | |
| | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | | |
| Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.) | Consolidado | 294.267.221 | 766.744.431 | 1.061.111.652 | 344.724.065 | 54.306.496 | 662.081.091 | 1.061.111.652 | |
| Grupo Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. | Consolidado | 54.606.877 | 113.39.400 | 65.946.277 | 5.134.993 | 1.325.625 | 59.485.660 | 65.946.278 | |
| Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | separado | 548.273.937 | 3.600.992.006 | 4.149.265.943 | 839.496.101 | 10.13.785.689 | 2.295.984.154 | 4.149.265.944 | |
| Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | separado | 25.710.728 | 199.921.967 | 225.632.695 | 10.387.373 | 5.1632.260 | 13.613.062 | 225.632.695 | |
| Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | Consolidado | 71.820.763 | 631.856.860 | 703.677.623 | 122.306.201 | 48.211.333 | 533.160.090 | 703.677.624 | |
| Grupo Enel Generación Chile S.A. (ex Grupo Endesa S.A.) | Consolidado | 581.541.572 | 2.841.422.478 | 3.422.964.050 | 658.204.656 | 1.193.471.290 | 157.128.113 | 3.422.964.049 | |
| Grupo Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. | Consolidado | 249.435.955 | 204.076.059 | 453.512.014 | 20.406.726 | 48.175.317 | 384.929.972 | 453.512.015 | |

38. HECHOS POSTERIORES.

Venta de Electrogas S.A.

En relación al contrato de compraventa de acciones de Electrogas S.A. (ver nota 5), con fecha 7 de febrero de 2017 se llevó a cabo el cierre definitivo y el traspaso de las acciones que nuestra sociedad filial Enel Generación Chile mantenía en Electrogas S.A., representativa de un 42,5% del capital de dicha sociedad, a Aerio Chile.

El precio de la compraventa aplicable de conformidad con los términos y condiciones del contrato de compraventa de acciones, ascendió a la cantidad de USD180 millones y quedó pagado con esta misma fecha. El efecto financiero de la operación, ajustado a esta fecha según tipo de cambio, representa para Enel Generación Chile una utilidad neta equivalente a aproximadamente USD 121 millones.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 01 de enero de 2017 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

ANEXO N°1 SOCIEDADES QUE COMPONEN EL GRUPO ENEL CHILE

Este anexo es parte de la nota 2.4 "Entidades Consolidadas".

Corresponden a porcentajes de control.

| Rut | Sociedad (Por orden alfabético) | Moneda Funcional | % Control a 31/12/2016 | | | % Control a 01/03/2016 | | | Tipo de relación | País | Actividad |
|--------------|--|---------------------|------------------------|-----------|---------|------------------------|-----------|---------|---------------------|-------|---|
| | | | Directo | Indirecto | Total | Directo | Indirecto | Total | | | |
| 76.003.204-2 | Central Eólica Canela S.A. | Peso Chileno | - | 75,00% | 75,00% | - | 75,00% | 75,00% | Filial | Chile | Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables |
| 96.800.570-7 | Enel Distribución Chile S.A. (ex - 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 |
| 96.770.940-9 | Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (4) | Peso Chileno | - | - | - | 3,78% | 96,21% | 99,99% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| 96.783.910-8 | Empresa Eléctrica de Colina Ltda. | Peso Chileno | - | 100,00% | 100,00% | - | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines |
| 96.504.980-0 | Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. | Peso Chileno | - | 92,65% | 92,65% | - | 92,65% | 92,65% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| 91.081.000-6 | Enel Generación Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Peso Chileno | 59,98% | - | 59,98% | 59,98% | - | 59,98% | Filial | Chile | Ciclo Completo Energía Eléctrica |
| 76.014.570-K | Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1) (3) (4) | Peso Chileno | - | - | - | - | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Transporte de Gas Natural |
| 96.830.980-3 | GasAtacama S.A. (3) (4) | Peso Chileno | - | - | - | - | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural |
| 78.932.860-9 | GasAtacama Chile S.A. (3) (4) | Peso Chileno | 2,63% | 97,37% | 100,00% | - | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Administración de Sociedades |
| 77.032.280-4 | Gasoducto TalTal S.A. (3) (4) | Peso Chileno | - | - | - | - | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural |
| 78.952.420-3 | Gasoducto Atacama Argentina S.A. (3) | Peso Chileno | - | 100,00% | 100,00% | - | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Explotación de Transporte de Gas Natural |
| 76.676.750-8 | GNL Norte S.A. (4) | Peso Chileno | - | - | - | - | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible |
| 76.107.186-6 | Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (2) | Peso Chileno | 99,00% | 1,00% | 100,00% | 99,00% | 1,00% | 100,00% | Filial | Chile | Servicios Informáticos |
| 96.800.460-3 | Luz Andes Ltda. | Peso Chileno | - | 100,00% | 100,00% | - | 100,00% | 100,00% | Filial | Chile | Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles |
| 96.905.700-K | Progas S.A. (4) | Peso Chileno | - | - | - | - | 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 | - | 57,50% | 57,50% | - | 57,50% | 57,50% | Filial | Chile | Inversiones Financieras |

(1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa S.A. (actual Enel Generación Chile S.A.), adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

(2) 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.

(3) Desde el 1 de enero de 2015, hubo un cambio en la moneda funcional para estas entidades desde el dólar estadounidense al peso chileno.

(4) Con fecha 01 de septiembre de 2016 las compañías Gasoducto TalTal S.A. y Progas S.A. fueron fusionadas con GasAtacama Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 12 de septiembre de 2016 GNL Norte S.A. fue fusionada con GasAtacama Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 01 de octubre de 2016 las compañías Inversiones GasAtacama Holding Ltda. y GasAtacama S.A. fueron fusionadas con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Con fecha 01 de noviembre de 2016 la Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. fue fusionada con GasAtacama Chile S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

ANEXO N°2 VARIACIONES DEL PERÍMETRO DE CONSOLIDACIÓN:

Incorporación al perímetro de consolidación:

Al 31 de diciembre y al 01 de marzo de 2016, no hay incorporaciones en el perímetro de consolidación.

Exclusiones del perímetro de consolidación:

| Sociedad | % Participación | | | | % Participación | | | |
|--------------------------------------|----------------------------|-----------|---------|----------------------------|------------------------|-----------|-------|----------------------|
| | al 31 de diciembre de 2016 | | | | al 01 de marzo de 2016 | | | |
| | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación | Directo | Indirecto | Total | Método Consolidación |
| Gasoducto TalTal S.A. | - | 100,00% | 100,00% | Integración global | - | - | - | |
| GNL Norte S.A. | - | 100,00% | 100,00% | Integración global | - | - | - | |
| Progas S.A. | - | 100,00% | 100,00% | Integración global | - | - | - | |
| GNL Quintero S.A. | - | 20,00% | 20,00% | Método de la participación | - | - | - | |
| Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. | 3,78% | 96,21% | 99,99% | Integración global | - | - | - | |
| Inversiones GasAtacama Holding Ltda. | - | 100,00% | 100,00% | Integración global | - | - | - | |
| GasAtacama 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 | Moneda Funcional | % Participación al 31/12/2016 | | | % Participación al 01/03/2016 | | | 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. | Dólar | 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. (1) | Dólar | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 0,00% | 20,00% | 20,00% | Asociada | Chile | Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado |
| 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 |
| 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 |

(1) Con fecha 14 de septiembre se formalizó la venta de GNL Quintero S.A. a Enagás S.A. (ver nota 12.b).

ANEXO N°4 INFORMACIÓN ADICIONAL SOBRE DEUDA FINANCIERA:

Este anexo forma parte de Nota 17. "Otros pasivos financieros".

A continuación se presentan las estimaciones de flujos no descontados por tipo de deuda financiera:

a) **Préstamos bancarios**

1. **Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos**

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal | Corriente | | | | Total Corriente al 31/12/2016 | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 31/12/2016 |
|---------------|--------|--------------|---------------|--------------|------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|----------------------------------|
| | | | Vencimiento | | | | | Vencimiento | | | | | |
| | | | Indeterminado | Hasta un Mes | Uno a Tres Meses | Tres a Doce Meses | | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | |
| M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | | | |
| Chile | Ch\$ | 6,00% | - | - | 4.283 | - | 4.283 | - | - | - | - | - | - |
| Total | | | - | - | 4.283 | - | 4.283 | - | - | - | - | - | - |

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal | Corriente | | | | Total Corriente al 01/03/2016 | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 01/03/2016 |
|---------------|--------|--------------|---------------|--------------|------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|----------------------------------|
| | | | Vencimiento | | | | | Vencimiento | | | | | |
| | | | Indeterminado | Hasta un Mes | Uno a Tres Meses | Tres a Doce Meses | | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | |
| M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | M\$ | | | |
| Chile | Ch\$ | 6,67% | - | - | 101 | - | 101 | - | - | - | - | - | - |
| Total | | | - | - | 101 | - | 101 | - | - | - | - | - | - |

2. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

| Rut Empresa Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Rut Entidad Acreedora | Nombre del Acreedor | País Entidad Acreedora | Tipo de Moneda | Tasa de interés Nominal | 31/12/2016 | | | | | | | | |
|---------------------|--|----------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------|----------------|-------------------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| | | | | | | | | Corriente | | | No Corriente | | | | | Total No Corriente |
| | | | | | | | | Menos de 90 días | Más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | |
| 96.800.570-7 | Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.) | Chile | 97.006.000-6 | Banco de Crédito e Inversiones | Chile | Ch\$ | 6,00% | 102 | - | 102 | - | - | - | - | - | - |
| 96.800.570-7 | Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.) | Chile | Extranjero | Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. | E.E.U.U. | Ch\$ | 6,67% | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| 91.081.000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | 97.006.000-6 | Banco de Crédito e Inversiones | Chile | Ch\$ | 6,00% | 2.048 | - | 2.048 | - | - | - | - | - | - |
| 91.081.000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | 97.036.000-k | Banco Santander | Chile | Ch\$ | 6,00% | 2.133 | - | 2.133 | - | - | - | - | - | - |
| Totales | | | | | | | | 4.283 | - | 4.283 | - | - | - | - | - | - |

| 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 | 01/03/2016 | | | | | | | | |
|---------------------|--|----------------------|-----------------------|---------------------------------------|------------------------|----------------|-------------------------|------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| | | | | | | | | Corriente | | | No Corriente | | | | | Total No Corriente |
| | | | | | | | | Menos de 90 días | Más de 90 días | Total Corriente | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | |
| 96.800.570-7 | Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.) | Chile | 97.006.000-6 | Banco de Crédito e Inversiones | Chile | Ch\$ | 6,67% | 95 | - | 95 | - | - | - | - | - | - |
| 96.800.570-7 | Enel Distribución Chile S.A. (ex - Chilectra S.A.) | Chile | Extranjero | Banco Bilbao Vizcaya Argentaria, S.A. | E.E.U.U. | Ch\$ | 6,67% | 1 | - | 1 | - | - | - | - | - | - |
| 91.081.000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | 97.006.000-6 | Banco de Crédito e Inversiones | Chile | Ch\$ | 6,67% | 2 | - | 2 | - | - | - | - | - | - |
| 91.081.000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | 97.004.000-5 | Banco Santander | Chile | Ch\$ | 6,67% | 3 | - | 3 | - | - | - | - | - | - |
| Totales | | | | | | | | 101 | - | 101 | - | - | - | - | - | - |

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

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

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal | Corriente | | | | Total Corriente al 31/12/2016 | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 31/12/2016 |
|---------------|--------|--------------|---------------|--------------|------------------|-------------------|-------------------------------|----------------|-----------------|--------------------|---------------------|-------------------|----------------------------------|
| | | | Vencimiento | | | | | Vencimiento | | | | | |
| | | | Indeterminado | Hasta un Mes | Uno a Tres Meses | Tres a Doce Meses | | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | |
| M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | | |
| Chile | US\$ | 6,90% | - | - | 7.264.786 | 21.794.359 | 29.059.145 | 29.059.146 | 29.059.146 | 29.059.146 | 29.059.146 | 641.348.382 | 757.584.966 |
| Chile | Ch\$ | 5,48% | - | - | 6.466.160 | 24.665.200 | 31.131.360 | 30.632.431 | 53.611.843 | 51.316.337 | 49.020.830 | 305.390.728 | 489.972.169 |
| Total | | | - | - | 13.730.946 | 46.459.559 | 60.190.505 | 59.691.577 | 82.670.989 | 80.375.483 | 78.079.976 | 946.739.110 | 1.247.557.135 |

| Segmento País | Moneda | Tasa Nominal | Corriente | | | | Total Corriente al 01/03/2016 | No Corriente | | | | | Total No Corriente al 01/03/2016 |
|---------------|--------|--------------|---------------|--------------|------------------|-------------------|-------------------------------|-----------------|-----------------|-------------------|-------------------|------------------|----------------------------------|
| | | | Vencimiento | | | | | Vencimiento | | | | | |
| | | | indeterminado | hasta un Mes | Uno a Tres Meses | Tres a Doce Meses | | Uno a Tres Años | Dos a Tres Años | Tres a Cinco Años | Cinco a Diez Años | Más de Diez Años | |
| M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | | |
| Chile | US\$ | 7,42% | - | - | 7.735.048 | 23.205.146 | 30.940.194 | 30.940.194 | 30.940.194 | 30.940.194 | 30.940.194 | 690.616.010 | 814.376.786 |
| Chile | CH\$ | 7,95% | - | - | 8.713.742 | 20.599.770 | 29.313.512 | 28.837.768 | 28.362.023 | 50.559.505 | 48.451.640 | 337.231.754 | 493.442.690 |
| Total | | | - | - | 16.448.790 | 43.804.916 | 60.253.706 | 59.777.962 | 59.302.217 | 81.499.699 | 79.391.834 | 1.027.847.764 | 1.307.819.476 |

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

| Rut Empresa Deudora | Nombre Empresa Deudora | País Empresa Deudora | Rut Entidad Acreedora | Nombre del Acreedor | País Entidad Acreedora | Tipo de Moneda | Tasa de Interés Nominal | 31 de diciembre de 2016 | | | | | | | | |
|---------------------|--|----------------------|-----------------------|--------------------------------|------------------------|----------------|-------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|---------------------|--------------------|----------------------|
| | | | | | | | | 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 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S | E.E.U.U. | US\$ | 7,88% | 2.832.647 | 8.497.942 | 11.330.589 | 11.330.590 | 11.330.590 | 11.330.590 | 11.330.590 | 196.227.387 | 241.549.747 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S | E.E.U.U. | US\$ | 7,33% | 903.234 | 2.709.703 | 3.612.937 | 3.612.937 | 3.612.937 | 3.612.937 | 3.612.937 | 93.701.216 | 108.162.964 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S | E.E.U.U. | US\$ | 8,13% | 574.765 | 1.724.294 | 2.299.059 | 2.299.059 | 2.299.059 | 2.299.059 | 2.299.059 | 56.341.806 | 65.638.042 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Unica 24296 | E.E.U.U. | US\$ | 4,25% | 2.954.140 | 8.862.420 | 11.816.560 | 11.816.560 | 11.816.560 | 11.816.560 | 11.816.560 | 295.077.973 | 342.344.213 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | 97.004.000-5 | Banco Santander -317 Serie-H | Chile | U.F. | 6,20% | 1.525.571 | 9.843.433 | 11.369.004 | 10.870.075 | 10.371.146 | 9.872.218 | 9.373.289 | 52.887.199 | 93.373.927 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A) | Chile | 97.004.000-5 | Banco Santander 522 Serie-M | Chile | U.F. | 4,75% | 4.940.589 | 14.821.767 | 19.762.356 | 19.762.356 | 43.240.697 | 41.444.119 | 39.647.541 | 252.503.529 | 396.598.242 |
| Totales | | | | | | | | 13.730.946 | 46.459.559 | 60.190.505 | 59.691.577 | 82.670.989 | 80.375.483 | 78.079.976 | 946.739.110 | 1.247.557.135 |

| 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 | 01 de marzo de 2016 | | | | | | | | |
|---------------------|---|----------------------|-----------------------|----------------------------------|------------------------|----------------|-------------------------|---------------------|-------------------|-------------------|-------------------|-------------------|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| | | | | | | | | 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 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-1 | E.E.U.U. | US\$ | 8,40% | 3.040.776 | 9.122.328 | 12.163.104 | 12.163.103 | 12.163.103 | 12.163.103 | 12.163.103 | 215.735.016 | 264.387.428 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-2 | E.E.U.U. | US\$ | 7,78% | 964.949 | 2.894.848 | 3.859.797 | 3.859.798 | 3.859.798 | 3.859.798 | 3.859.798 | 98.612.411 | 114.051.603 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Primera Emisión S-3 | E.E.U.U. | US\$ | 8,68% | 616.936 | 1.850.809 | 2.467.745 | 2.467.745 | 2.467.745 | 2.467.745 | 2.467.745 | 59.487.910 | 69.358.890 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | Extranjero | BNY Mellon - Unica 24296 | E.E.U.U. | US\$ | 4,47% | 3.112.387 | 9.337.611 | 12.449.998 | 12.449.548 | 12.449.548 | 12.449.548 | 12.449.548 | 316.780.673 | 366.578.865 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | 97.004.000-5 | Banco Santander -317 Serie-H | Chile | U.F. | 9,86% | 4.225.408 | 7.134.768 | 11.360.176 | 10.884.432 | 10.406.687 | 9.932.943 | 9.457.199 | 59.727.249 | 100.410.510 |
| 91081000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | 97.004.000-5 | Banco Santander 522 Serie-M | Chile | U.F. | 8,10% | 4.488.334 | 13.465.002 | 17.953.336 | 17.953.336 | 17.953.336 | 40.626.562 | 38.994.441 | 277.504.505 | 393.032.180 |
| Totales | | | | | | | | 16.448.790 | 43.804.916 | 60.253.706 | 59.777.962 | 59.302.217 | 81.499.699 | 79.391.834 | 1.027.847.764 | 1.307.819.476 |

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

1. 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 2016 | | | | | | | | |
|---------------------|---|----------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|----------------|-------------------------|-------------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| | | | | | | | | 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 |
| 91081.000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | 87.509.100-K | Transelec S.A. | Chile | US\$ | 6,50% | 734.006 | 2.200.827 | 2.934.833 | 2.931.533 | 2.928.019 | 2.924.276 | 2.920.289 | 7.777.314 | 19.481.431 |
| Totales | | | | | | | | 734.006 | 2.200.827 | 2.934.833 | 2.931.533 | 2.928.019 | 2.924.276 | 2.920.289 | 7.777.314 | 19.481.431 |

| 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 | 01 de marzo de 2016 | | | | | | | | |
|---------------------|---|----------------------|-----------------------|---------------------|------------------------|----------------|-------------------------|---------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|--------------------|---------------------|-------------------|--------------------|
| | | | | | | | | 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 |
| 91081.000-6 | Enel Generacion Chile S.A. (ex - Endesa S.A.) | Chile | 87.509.100-K | Transelec S.A. | Chile | US\$ | 6,73% | 760.908 | 2.281.657 | 3.042.565 | 3.039.614 | 3.036.473 | 3.033.127 | 3.029.563 | 10.584.159 | 22.722.936 |
| Totales | | | | | | | | 760.908 | 2.281.657 | 3.042.565 | 3.039.614 | 3.036.473 | 3.033.127 | 3.029.563 | 10.584.159 | 22.722.936 |

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

Este anexo forma parte integral de los estados financieros Consolidados de Enel Chile .

El detalle de los activos y pasivos denominados en moneda extranjera es el siguiente:

| ACTIVOS | Moneda extranjera | Moneda funcional | 31/12/2016 M \$ | 01/03/2016 M \$ |
|--|----------------------|---------------------|--------------------|--------------------|
| ACTIVOS CORRIENTES | | | | |
| Efectivo y Equivalentes al Efectivo | | | 10.005.545 | 8.532.600 |
| | Dólares | Peso chileno | 5.198.139 | 3.682.893 |
| | Peso Argentino | Pesos chileno | 4.807.406 | 4.849.707 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | | | 50.976.270 | 62.681.758 |
| | Dólares | Pesos chileno | 50.976.270 | 62.681.758 |
| Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente | | | 16.780.275 | 24.360.581 |
| | Dólares | Peso chileno | 16.780.275 | 24.360.581 |
| TOTAL ACTIVOS CORRIENTES | | | 77.762.090 | 95.574.939 |
| ACTIVOS NO CORRIENTES | | | | |
| Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, No Corriente | | | - | - |
| | Dólares | | - | - |
| TOTAL ACTIVOS | | | 77.762.090 | 95.574.939 |

| | | | 31/12/2016 | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-------------------|------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|---------------------|--------------------|--------------------|
| | | | Pasivos corrientes | | | Pasivos no corrientes | | | | | |
| | | | Hasta 90 días | De 91 días a 1 año | Total | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total |
| | | | M \$ | M \$ | Corriente | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | No Corriente |
| | Moneda extranjera | Moneda funcional | | | | | | | | | |
| PASIVOS | | | | | | | | | | | |
| Otros pasivos financieros corrientes | Dólares | | 7.998.792 | 23.995.186 | 31.993.978 | 31.990.679 | 31.987.165 | 31.983.422 | 31.979.435 | 649.125.696 | 777.066.397 |
| | Dólares | Pesos chileno | 7.998.792 | 23.995.186 | 31.993.978 | 31.990.679 | 31.987.165 | 31.983.422 | 31.979.435 | 649.125.696 | 777.066.397 |
| TOTAL PASIVOS | | | 7.998.792 | 23.995.186 | 31.993.978 | 31.990.679 | 31.987.165 | 31.983.422 | 31.979.435 | 649.125.696 | 777.066.397 |

| | | | 01/03/2016 | | | | | | | | |
|--------------------------------------|-------------------|------------------|--------------------|--------------------|-------------------|-----------------------|-------------------|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|
| | | | Pasivos corrientes | | | Pasivos no corrientes | | | | | |
| | | | Hasta 90 días | De 91 días a 1 año | Total | Uno a Dos Años | Dos a Tres Años | Tres a Cuatro Años | Cuatro a Cinco Años | Más de Cinco Años | Total |
| | | | M \$ | M \$ | Corriente | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | No Corriente |
| | Moneda extranjera | Moneda funcional | | | | | | | | | |
| PASIVOS | | | | | | | | | | | |
| Otros pasivos financieros corrientes | Dólares | | 8.495.956 | 25.486.803 | 33.982.759 | 33.979.808 | 33.976.667 | 33.973.321 | 33.969.757 | 701.200.169 | 837.099.722 |
| | Dólares | Pesos chileno | 8.495.956 | 25.486.803 | 33.982.759 | 33.979.808 | 33.976.667 | 33.973.321 | 33.969.757 | 701.200.169 | 837.099.722 |
| TOTAL PASIVOS | | | 8.495.956 | 50.973.606 | 76.461.474 | 67.959.616 | 67.953.334 | 67.946.642 | 67.939.514 | 1.402.400.338 | 1.674.199.444 |

ANEXO N°6 INFORMACIÓN ADICIONAL OFICIO CIRCULAR N° 715 DE 03 DE FEBRERO DE 2012:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros Consolidados de Enel Chile .

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 | | | | | | | | | | | Total Corriente | Total No Corriente |
|--|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| | 31/12/2016 | | | | | | | | | | | | |
| | Cartera al día | Morosidad 1-30 días | Morosidad 31-60 días | Morosidad 61-90 días | Morosidad 91-120 días | Morosidad 121-150 días | Morosidad 151-180 días | Morosidad 181-210 días | Morosidad 211-250 días | Morosidad superior a 251 días | | | |
| M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | |
| Cuentas comerciales por cobrar bruto | 280.408.709 | 34.19.100 | 14.480.516 | 4.262.852 | 2.265.532 | 5.983.874 | 2.940.939 | 2.126.283 | 4.246.731 | 63.349.580 | 414.184.116 | 8.369.878 | |
| Provisión de deterioro | (157.009) | (221.810) | (212.406) | (168.457) | (109.571) | (110.910) | (174.725) | (766.217) | (103.001) | (29.672.710) | (31.696.816) | - | |
| Otras Cuentas por Cobrar bruto | 62.584.556 | - | - | - | - | - | - | - | - | 7.765.064 | 70.349.620 | 25.130.227 | |
| Provisión de deterioro | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (7.765.064) | (7.765.064) | - | |
| Total | 342.836.256 | 33.897.290 | 14.268.110 | 4.094.395 | 2.155.961 | 5.872.964 | 2.766.214 | 1.360.066 | 4.143.730 | 33.676.870 | 445.071.856 | 33.500.105 | |

| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | Saldo al | | | | | | | | | | | Total Corriente | Total No Corriente |
|--|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| | 01/03/2016 | | | | | | | | | | | | |
| | Cartera al día | Morosidad 1-30 días | Morosidad 31-60 días | Morosidad 61-90 días | Morosidad 91-120 días | Morosidad 121-150 días | Morosidad 151-180 días | Morosidad 181-210 días | Morosidad 211-250 días | Morosidad superior a 251 días | | | |
| M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | |
| Cuentas comerciales por cobrar bruto | 337.908.204 | 34.383.913 | 14.598.644 | 2.734.319 | 2.252.342 | 2.883.522 | 2.168.166 | 1.443.099 | 997.128 | 109.969.028 | 509.338.365 | 3.131.302 | |
| Provisión de deterioro | (200.898) | (240.905) | (228.765) | (136.387) | (117.416) | (157.109) | (100.853) | (712.740) | (87.660) | (26.568.903) | (28.551.636) | - | |
| Otras Cuentas por Cobrar bruto | 102.618.826 | - | - | - | - | - | - | - | - | 8.162.822 | 110.781.648 | 114.19.478 | |
| Provisión de deterioro | (131.919) | - | - | - | - | - | - | - | - | (8.162.822) | (8.294.741) | - | |
| Total | 440.194.213 | 34.143.008 | 14.369.879 | 2.597.932 | 2.134.926 | 2.726.413 | 2.067.313 | 730.359 | 909.468 | 83.400.125 | 583.273.636 | 14.550.780 | |

- Por tipo de cartera:

| Tramos de morosidad | Saldo al 31/12/2016 | | | | | | Saldo al 01/03/2016 | | | | | |
|---------------------|----------------------|--------------------|--------------------|-------------------|---------------------|--------------------|----------------------|--------------------|--------------------|-------------------|---------------------|--------------------|
| | 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 | 1.67.940 | 281.705.071 | 60.278 | 5.850.339 | 128.218 | 287.555.410 | 1210.321 | 335.291.823 | 52.166 | 5.747.683 | 1262.487 | 341.039.506 |
| Entre 1y 30 días | 44.617 | 30.167.962 | 22.459 | 3.951.138 | 437.076 | 34.119.100 | 436.788 | 30.904.488 | 25.066 | 3.479.425 | 461.854 | 34.383.913 |
| Entre 31y 60 días | 107.539 | 12.724.070 | 8.312 | 1.756.446 | 115.851 | 14.480.516 | 107.445 | 11.776.834 | 8.583 | 2.821.810 | 116.028 | 14.598.644 |
| Entre 61y 90 días | 18.344 | 3.813.933 | 2.128 | 448.919 | 20.472 | 4.262.852 | 14.962 | 2.320.091 | 1.802 | 44.228 | 16.764 | 2.734.319 |
| Entre 91y 120 días | 8.987 | 1.978.892 | 1.049 | 286.640 | 10.036 | 2.265.532 | 7.730 | 1.998.462 | 936 | 253.880 | 8.666 | 2.252.342 |
| Entre 121y 150 días | 5.866 | 5.753.020 | 656 | 230.854 | 6.522 | 5.983.874 | 5.717 | 2.672.392 | 574 | 211.130 | 6.291 | 2.883.522 |
| Entre 151y 180 días | 4.671 | 2.415.755 | 442 | 525.184 | 5.113 | 2.940.939 | 4.344 | 2.055.201 | 324 | 112.965 | 4.668 | 2.168.166 |
| Entre 181y 210 días | 20.001 | 2.016.444 | 275 | 109.839 | 20.276 | 2.126.283 | 17.487 | 1.369.868 | 219 | 73.231 | 17.706 | 1.443.099 |
| Entre 211y 250 días | 3.535 | 4.163.062 | 217 | 83.669 | 3.752 | 4.246.731 | 3.312 | 916.217 | 226 | 80.911 | 3.538 | 997.128 |
| Superior a 251 días | 123.301 | 60.447.048 | 3.613 | 4.125.709 | 126.914 | 64.572.757 | 10.329 | 107.491.058 | 591 | 2.477.970 | 10.920 | 109.969.028 |
| Total | 1.864.801 | 405.185.257 | 99.429 | 17.368.737 | 1.964.230 | 422.553.994 | 1.818.435 | 496.796.434 | 90.487 | 15.673.233 | 1.908.922 | 512.469.667 |

b) Cartera protestada y en cobranza judicial.

| Cartera protestada y en cobranza judicial | Saldo al 31/12/2016 | | Saldo al 01/03/2016 | |
|--|---------------------|------------------|---------------------|------------------|
| | Número de clientes | Monto M \$ | Número de clientes | Monto M \$ |
| Documentos por cobrar protestados | 1.949 | 262.912 | 2.013 | 267.573 |
| Documentos por cobrar en cobranza judicial (*) | 3.608 | 7.049.869 | 3.923 | 7.093.235 |
| Total | 5.557 | 7.312.781 | 5.936 | 7.360.808 |

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

c) Provisiones y castigos.

| Provisiones y castigos | Saldo al | |
|--------------------------------|------------------|----------------|
| | 31/12/2016 | 01/03/2016 |
| | M \$ | M \$ |
| Provisión cartera no repactada | 4.919.244 | 6.309.850 |
| Provisión cartera repactada | (746.953) | (5.340.962) |
| Total | 4.172.291 | 968.888 |

c) Número y monto de operaciones.

| Número y monto operaciones | Saldo al | | | |
|---|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|---------------------------------------|
| | 31/12/2016 | | 01/03/2016 | |
| | Total detalle por tipo de operaciones | Total detalle por tipo de operaciones | Total detalle por tipo de operaciones | Total detalle por tipo de operaciones |
| | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ |
| Provisión deterioro y recuperos: | | | | |
| Número de operaciones | 11.092 | 1.949.771 | 21.347 | 1.907.910 |
| Monto de las operaciones | 74.563 | 4.172.291 | 1.711.656 | 968.888 |

ANEXO N°6.1 INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA DE CUENTAS COMERCIALES:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros Consolidados de Enel Chile .

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

| Deudores comerciales | Saldo al | | | | | | | | | | | | Total Corriente | Total No Corriente |
|--|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|----------------------------|---------------------|------------------|--------------------|
| | 31/12/2016 | | | | | | | | | | | | | |
| | Cartera al día | Morosidad 1-30 días | Morosidad 31-60 días | Morosidad 61-90 días | Morosidad 91-120 días | Morosidad 121-150 días | Morosidad 151-180 días | Morosidad 181-210 días | Morosidad 211-250 días | Morosidad superior a 251 días | Morosidad Mayor a 365 días | | | |
| M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | |
| Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión | 179.498.353 | 2.770.582 | 1.165.177 | 773.502 | 900.093 | 5.101.117 | 13.609 | 553.986 | 3.593.733 | 9.600.268 | 10.508.696 | 214.479.116 | 5.751.509 | |
| - Grandes Clientes | 179.482.501 | 2.770.582 | 1.165.177 | 773.502 | 900.093 | 5.101.117 | 13.609 | 553.986 | 3.593.733 | 9.600.268 | 10.508.696 | 214.463.264 | 5.723.942 | |
| - Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | |
| - Otros | 15.852 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 15.852 | 27.567 | |
| Provisión Deterioro | - | - | - | - | - | - | - | - | - | (1314.310) | - | (1314.310) | - | |
| Servicio no facturados | 125.367.509 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 125.367.509 | 3.308.454 | |
| Servicio facturados | 54.130.844 | 2.770.582 | 1.165.177 | 773.502 | 900.093 | 5.101.117 | 13.609 | 553.986 | 3.593.733 | 9.600.268 | 10.508.696 | 89.111.607 | 2.443.055 | |
| Cuentas comerciales por cobrar Distribución | 100.910.356 | 31.348.518 | 13.315.339 | 3.489.350 | 1.365.439 | 882.757 | 2.927.330 | 1.572.297 | 652.998 | 2.667.650 | 40.572.966 | 199.705.000 | 2.618.369 | |
| - Clientes Masivos | 74.735.718 | 23.318.881 | 9.558.288 | 1.981.025 | 862.071 | 6.156.659 | 534.796 | 779.941 | 347.398 | 1.202.738 | 23.490.230 | 137.426.745 | 2.164.930 | |
| - Grandes Clientes | 23.586.354 | 6.566.919 | 2.148.243 | 1.231.708 | 209.825 | 172.851 | 117.012 | 46.128 | 2.424 | 766.851 | 10.154.924 | 46.060.239 | 34.602 | |
| - Clientes Institucionales | 2.588.284 | 146.278 | 1608.808 | 276.617 | 293.543 | 94.247 | 128.522 | 746.228 | 303.176 | 698.061 | 6.927.812 | 16.218.016 | 418.837 | |
| Provisión Deterioro | (57.009) | (2218.10) | (212.406) | (168.457) | (109.571) | (110.910) | (174.725) | (766.217) | (103.001) | (614.954) | (27.743.446) | (30.382.506) | - | |
| Servicio no facturados | 61742.593 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 61.742.593 | 149.508 | |
| Servicio facturados | 39.167.763 | 31348.518 | 13.153.339 | 3.489.350 | 1.365.439 | 882.757 | 2.927.330 | 1.572.297 | 652.998 | 2.667.650 | 40.572.966 | 137.962.407 | 2.465.400 | |
| Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos | 280.408.709 | 34.119.100 | 14.480.516 | 4.262.852 | 2.265.532 | 5.983.874 | 2.940.939 | 2.126.283 | 4.246.731 | 12.267.918 | 51.081.662 | 414.184.116 | 8.369.878 | |
| Total Provisión Deterioro | (157.009) | (221.810) | (212.406) | (168.457) | (109.571) | (110.910) | (174.725) | (766.217) | (103.001) | (1.929.264) | (27.743.446) | (31.696.816) | - | |
| Total Cuentas comerciales por cobrar Netos | 280.251.700 | 33.897.290 | 14.268.110 | 4.094.395 | 2.155.961 | 5.872.964 | 2.766.214 | 1.360.066 | 4.143.730 | 10.338.654 | 23.338.216 | 382.487.300 | 8.369.878 | |

| Deudores comerciales | Saldo al | | | | | | | | | | | | | Total Corriente | Total No Corriente |
|--|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|----------------------------|---------------------|------------------|-----------------|--------------------|
| | 01/03/2016 | | | | | | | | | | | | | | |
| | Cartera al día | Morosidad 1-30 días | Morosidad 31-60 días | Morosidad 61-90 días | Morosidad 91-120 días | Morosidad 121-150 días | Morosidad 151-180 días | Morosidad 181-210 días | Morosidad 211-250 días | Morosidad superior a 251 días | Morosidad Mayor a 365 días | M \$ | M \$ | | |
| M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | | |
| Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión | 198.921.951 | 100.425 | 192.910 | 200.999 | 175 | 11.659 | 175 | 345 | 2 | 1.880.652 | 62.681.758 | 263.991.051 | 29.242 | | |
| - Grandes Clientes | 198.906.388 | 100.425 | 192.910 | 200.999 | 175 | 11.659 | 175 | 345 | 2 | 1.880.652 | 62.681.758 | 263.975.488 | - | | |
| - Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | | |
| - Otros | 15.563 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 15.563 | 29.242 | | |
| Provisión Deterioro | (55.494) | - | - | - | - | - | - | - | - | (1.493.698) | - | (1.549.192) | - | | |
| Servicios no facturados | 140.924.428 | - | - | - | - | - | - | - | - | 390.612 | - | 141.315.040 | - | | |
| Servicios facturados | 57.997.522 | 100.425 | 192.910 | 200.999 | 175 | 11.659 | 175 | 345 | 2 | 1.490.040 | 62.681.758 | 122.676.010 | 29.242 | | |
| Cuentas comerciales por cobrar Distribución | 138.986.253 | 34.283.488 | 14.405.734 | 2.533.320 | 2.252.167 | 2.871.863 | 2.167.991 | 1.442.754 | 997.126 | 45.406.618 | - | 245.347.314 | 3.102.060 | | |
| - Clientes Masivos | 112.142.185 | 24.413.913 | 9.116.008 | 1.502.443 | 739.664 | 562.527 | 338.903 | 700.991 | 239.222 | 19.537.967 | - | 169.293.823 | 2.400.923 | | |
| - Grandes Clientes | 25.725.60 | 8.438.301 | 3.266.323 | 681.137 | 336.747 | 1.117.62 | 36.850 | 98.340 | 45.797 | 13.673.554 | - | 53.419.351 | 44.269 | | |
| - Clientes Institucionales | 1.118.918 | 1.431.274 | 2.023.403 | 349.740 | 1.175.756 | 1.192.184 | 1.792.238 | 643.423 | 712.107 | 12.195.097 | - | 22.634.140 | 656.868 | | |
| Provisión Deterioro | (145.404) | (240.905) | (228.765) | (136.387) | (117.416) | (157.109) | (100.853) | (712.740) | (87.660) | (25.075.205) | - | (27.002.444) | - | | |
| Servicios no facturados | 97.651.950 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 97.651.950 | 141.863 | | |
| Servicios facturados | 41.334.303 | 34.283.488 | 14.405.734 | 2.533.320 | 2.252.167 | 2.871.863 | 2.167.991 | 1.442.754 | 997.126 | 45.406.618 | - | 147.695.364 | 2.960.197 | | |
| Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos | 337.908.204 | 34.383.913 | 14.598.644 | 2.734.319 | 2.252.342 | 2.883.522 | 2.168.166 | 1.443.099 | 997.128 | 47.287.270 | 62.681.758 | 509.338.365 | 3.131.302 | | |
| Total Provisión Deterioro | (200.898) | (240.905) | (228.765) | (136.387) | (117.416) | (157.109) | (100.853) | (712.740) | (87.660) | (26.568.903) | - | (28.551.636) | - | | |
| Total Cuentas comerciales por cobrar Netos | 337.707.306 | 34.143.008 | 14.369.879 | 2.597.932 | 2.134.926 | 2.726.413 | 2.067.313 | 730.359 | 909.468 | 20.718.367 | 62.681.758 | 480.786.729 | 3.131.302 | | |

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas entidades consolidadas 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 entidades consolidadas utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

- Por tipo de cartera:

| Tipos de cartera | Saldo al | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|---------------------|----------------------------------|
| | 31/12/2016 | | | | | | | | | | | |
| | Cartera al día | Morosidad 1-30 días | Morosidad 31-60 días | Morosidad 61-90 días | Morosidad 91-120 días | Morosidad 121-150 días | Morosidad 151-180 días | Morosidad 181-210 días | Morosidad 211-250 días | Morosidad superior a 251 días | Total cartera bruta | Total cartera bruta No Corriente |
| | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ |
| GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN | | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 179.498.353 | 2.770.582 | 1.165.177 | 773.502 | 900.093 | 5.101.117 | 13.609 | 553.986 | 3.593.733 | 20.108.963 | 214.479.115 | 5.751.509 |
| - Grandes Clientes | 179.482.501 | 2.770.582 | 1.165.177 | 773.502 | 900.093 | 5.101.117 | 13.609 | 553.986 | 3.593.733 | 20.108.963 | 214.463.263 | 5.723.942 |
| - Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Otros | 5.852 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 15.852 | 27.567 |
| Cartera repactada | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Grandes Clientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Otros | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 96.922.455 | 27.397.380 | 11.558.893 | 3.040.431 | 1.078.799 | 651.903 | 2.402.146 | 1.462.458 | 569.329 | 39.114.907 | 184.198.701 | 755.931 |
| - Clientes Masivos | 71334.454 | 20.655.266 | 8.134.561 | 1532.06 | 575.781 | 410.789 | 377.700 | 670.102 | 265.574 | 20.582.480 | 124.038.823 | 721.329 |
| - Grandes Clientes | 23.376.286 | 6.499.554 | 2.148.243 | 1231.708 | 209.825 | 146.867 | 1.174.012 | 46.128 | 2.424 | 10.921.775 | 45.756.822 | 34.602 |
| - Clientes Institucionales | 2.211.715 | 742.560 | 1276.089 | 276.617 | 293.193 | 94.247 | 850.424 | 746.228 | 301.331 | 7.610.652 | 14.403.056 | - |
| Cartera repactada | 3.987.901 | 3.951.138 | 1.756.446 | 448.919 | 286.640 | 230.854 | 525.184 | 109.839 | 83.669 | 4.125.709 | 15.506.299 | 1.862.438 |
| - Clientes Masivos | 3.401.264 | 3.163.614 | 1.423.727 | 448.919 | 286.290 | 204.870 | 57.086 | 109.839 | 81.824 | 4.110.488 | 13.387.921 | 1.443.601 |
| - Grandes Clientes | 210.068 | 67.366 | - | - | - | 25.984 | - | - | - | - | 303.418 | - |
| - Clientes Institucionales | 376.569 | 720.158 | 332.719 | - | 350 | - | 368.098 | - | 1845 | 5.221 | 1814.960 | 418.837 |
| Total cartera bruta | 280.408.709 | 34.119.100 | 14.480.516 | 4.262.852 | 2.265.532 | 5.983.874 | 2.940.939 | 2.126.283 | 4.246.731 | 63.349.579 | 414.184.115 | 8.369.878 |

| Tipos de cartera | Saldo al | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------------------|---------------------|----------------------|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------------|---------------------|----------------------------------|
| | 01/03/2016 | | | | | | | | | | | |
| | Cartera al día | Morosidad 1-30 días | Morosidad 31-60 días | Morosidad 61-90 días | Morosidad 91-120 días | Morosidad 121-150 días | Morosidad 151-180 días | Morosidad 181-210 días | Morosidad 211-250 días | Morosidad superior a 251 días | Total cartera bruta | Total cartera bruta No Corriente |
| | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ |
| GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN | | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 198.921.951 | 100.425 | 192.910 | 200.999 | 175 | 11.659 | 175 | 345 | 2 | 64.562.410 | 263.991.051 | 29.242 |
| - Grandes Clientes | 198.906.388 | 100.425 | 192.910 | 200.999 | 175 | 11.659 | 175 | 345 | 2 | 64.562.410 | 263.975.488 | - |
| - Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Otros | 15.563 | - | - | - | - | - | - | - | - | - | 15.563 | 29.242 |
| Cartera repactada | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Grandes Clientes | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Clientes Institucionales | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| - Otros | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - | - |
| DISTRIBUCIÓN | | | | | | | | | | | | |
| Cartera no repactada | 135.504.552 | 30.804.063 | 11.583.924 | 2.119.092 | 1.998.287 | 2.660.733 | 2.055.026 | 1.369.523 | 916.215 | 42.928.648 | 231.940.063 | 836.078 |
| - Clientes Masivos | 108.465.870 | 20.997.170 | 7.650.851 | 1.088.488 | 486.054 | 353.194 | 225.938 | 627.942 | 58.685 | 17.414.188 | 157.468.380 | 745.263 |
| - Grandes Clientes | 25.311.864 | 8.377.250 | 3.250.212 | 681.137 | 336.747 | 1.117.152 | 36.850 | 98.340 | 45.797 | 13.673.554 | 52.928.903 | 44.269 |
| - Clientes Institucionales | 1.726.818 | 1.429.643 | 682.861 | 349.467 | 1.175.486 | 1.190.387 | 1.792.238 | 643.241 | 711.733 | 11.840.906 | 21.542.780 | 46.546 |
| Cartera repactada | 3.481.701 | 3.479.425 | 2.821.810 | 414.228 | 253.880 | 211.130 | 112.965 | 73.231 | 80.911 | 2.477.970 | 13.407.251 | 2.265.982 |
| - Clientes Masivos | 3.676.315 | 3.416.743 | 1.465.157 | 413.955 | 253.611 | 209.333 | 112.965 | 73.048 | 80.537 | 2.123.778 | 11.825.442 | 1.655.660 |
| - Grandes Clientes | 413.286 | 610.52 | 6.111 | - | - | - | - | - | - | - | 490.449 | - |
| - Clientes Institucionales | (607.900) | 1.630 | 1.340.542 | 273 | 269 | 1.797 | - | 183 | 374 | 354.192 | 1.091.360 | 610.322 |
| Total cartera bruta | 337.908.204 | 34.383.913 | 14.598.644 | 2.734.319 | 2.252.342 | 2.883.522 | 2.168.166 | 1.443.099 | 997.128 | 109.969.028 | 509.338.365 | 3.131.302 |

ANEXO N°6.2 ESTIMACIONES DE VENTAS Y COMPRAS DE ENERGÍA, POTENCIA Y PEAJE:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Chile:

| BALANCE | 31/12/2016 | | 01/03/2016 | |
|--|--------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| | Energía y Potencia | Peajes | Energía y Potencia | Peajes |
| | M \$ | M \$ | M \$ | M \$ |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente | 590.636 | 21.774 | 944.619 | 274.468 |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes | 168.833.728 | 23.276.222 | 190.577.507 | 25.960.883 |
| Total Activo estimado | 169.424.364 | 23.297.996 | 191.522.126 | 26.235.351 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes | 13.459.812 | 19.936 | 4.310.314 | 178.145 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes | 85.425.025 | 42.571.883 | 111.909.151 | 37.301.171 |
| Total Pasivo estimado | 98.884.837 | 42.763.819 | 116.219.465 | 37.479.316 |

| RESULTADO | 31/12/2016 | |
|-------------------|--------------------|------------|
| | Energía y Potencia | Peajes |
| | M \$ | M \$ |
| Venta Energía | 169.424.364 | 23.297.996 |
| Compra de Energía | 98.884.837 | 42.763.819 |

ANEXO N°7 DETALLE VENCIMIENTO PROVEEDORES

Este anexo forma parte integral de los estados financieros Consolidados de Enel Chile .

| Proveedores con pagos al día | Saldo al | | | | Saldo al | | | |
|------------------------------|----------------|-------------------|-------------------|--------------------|----------------|--------------------|-------------------|--------------------|
| | 31/12/2016 | | | | 01/03/2016 | | | |
| | Bienes M \$ | Servicios M \$ | Otros M \$ | Total M \$ | Bienes M \$ | Servicios M \$ | Otros M \$ | Total M \$ |
| Hasta 30 días | - | 90.386.018 | 68.377.696 | 158.763.714 | - | 112.649.835 | 79.684.647 | 192.334.482 |
| Entre 31y 60 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 61y 90 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 91y 120 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Entre 121y 365 días | - | - | - | - | - | - | - | - |
| Más de 365 días | - | - | - | - | - | 34.880.277 | - | 34.880.277 |
| Total | - | 90.386.018 | 68.377.696 | 158.763.714 | - | 147.530.112 | 79.684.647 | 227.214.759 |