

Memoria Anual Enel Generación Chile 2016



enel

Bolsa de Comercio de Santiago
ENELGXCH

Bolsa de Nueva York
EOCC

Enel Generación Chile se constituyó en 1943 bajo la razón social de Empresa Nacional de Electricidad S.A. En 1994 se modificaron los estatutos de la sociedad, incorporándose el nombre de fantasía "Endesa". En 2005, se agregó el nombre de fantasía "Endesa Chile" y en 2016 se cambia la razón social y marca a "Enel Generación Chile". La compañía está inscrita en el Registro de Comercio de Santiago, a fs. 61 N°62 y fs. 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 19 de enero de 1944. Tiene su domicilio social y oficinas principales en calle Santa Rosa 76, Santiago de Chile. Su capital social, al 31 de diciembre de 2016, era de \$552.777.321 miles, representado por 8.201.754.580 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas de comercio chilenas y en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE), en la forma de American Depositary Receipts (ADR). El objeto de la sociedad es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. La empresa también tiene por objeto prestar servicios de consultoría, realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y -asimismo- participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas. Enel Generación Chile es una compañía líder del sector eléctrico chileno y una de las principales sociedades eléctricas en los mercados en los que opera. Sus activos totales ascendieron a \$3.399.682 millones, al 31 de diciembre de 2016.

Obtuvo ingresos por \$1.659.727 millones, un resultado de explotación de \$431.386 millones y una utilidad, después de impuestos, de \$472.558 millones. Al término del año 2016, la dotación de personal total de la empresa era de 883 trabajadores.

Memoria Anual Enel Generación Chile 2016

Índice

> Carta del Presidente	4
> Open Power	10
> Hitos 2016	12
> Principales Indicadores Financieros y de Operación	16
> Identificación de la Compañía	20
> Propiedad y Control	26
> Administración	32
> Recursos Humanos	44
> Transacciones Bursátiles	54
> Dividendos	60
> Política de Inversión y Financiamiento	66
> Negocios de la Compañía	70
> Factores de Riesgos	78
> Reorganización Societaria	96
> Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico	100
> Generación de Electricidad	104
> Medio Ambiente	118
> Sostenibilidad	122
> Cultura de Innovación en la Compañía	126
> Cuadro Esquemático de Participaciones	132
> Hechos Relevantes de la Entidad	136
> Identificación de las Compañías Filiales y Coligadas	146
> Declaración de Responsabilidad	154
> Estados Financieros Consolidados	158
> Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados	316

■ Carta del Presidente

Tengo el honor de dirigirme a ustedes para presentarles la primera Memoria Anual y los Estados Financieros bajo el nuevo nombre de Enel Generación Chile, sociedad resultante de la reorganización societaria que se inició en 2015, y que hoy nos permite concentrar nuestro trabajo en el mercado de generación de energía en Chile.

Quiero agradecer a los miembros del Directorio de la compañía, por la confianza que han depositado en mí, y por la altísima calidad del trabajo que desarrollan, que se traduce en la búsqueda de alcanzar los mejores beneficios para Enel Generación Chile. En esta permanente tarea de maximizar nuestra eficiencia y positivos resultados, contamos con un grupo humano compuesto por ejecutivos, profesionales y técnicos de excelencia.

Sin duda, 2016 fue un año de mucha relevancia para nuestra compañía. En el ejercicio avanzamos en la consolidación de nuestros objetivos bajo el posicionamiento estratégico Open Power, la nueva visión que como grupo estamos desarrollando.

LANZAMIENTO ENEL GENERACIÓN CHILE

En octubre de 2016, nuestros accionistas, en junta extraordinaria, aprobaron el cambio de nombre de la compañía y hoy somos Enel Generación Chile, con una nueva marca e imagen corporativa. En sus orígenes, la misión de la Empresa Nacional de Electricidad fue dotar de energía al país e impulsar la electrificación del territorio. Una inmensa tarea que partió de cero. Gracias al esfuerzo de décadas de ingeniería chilena de primer nivel, a visionarias políticas de Estado, a la inversión permanente de privados, a la creatividad de científicos y técnicos, y al trabajo dedicado de miles de trabajadores, aquellas metas están cumplidas y ahora estamos listos para más.

ficos y técnicos, y al trabajo dedicado de miles de trabajadores, aquellas metas están cumplidas y ahora estamos listos para más.

La historia de esta empresa nos llena de orgullo, y esto hoy nos permite evolucionar hacia un futuro que ofrece grandes oportunidades y por cierto presenta grandes desafíos. Detrás de este cambio hay un trabajo de reflexión que nos lleva a poner foco en las comunidades donde estamos presentes.

Nuestra vocación es contribuir al desarrollo del país, y para esto buscaremos nuevas formas de llevar la energía a las personas, ampliando nuestros horizontes y posibilidades, liderando el desarrollo y la aplicación de nuevos procesos y sistemas, para generar energía con altos estándares ambientales.

RESULTADOS 2016

Estimados accionistas, permítanme entregarles un breve resumen de los resultados alcanzados por la operación de Enel Generación Chile. Más detalle de cada índice podrá encontrarlos en los capítulos correspondientes.

La capacidad instalada total de la compañía ascendió a 6.351 MW, al 31 diciembre de 2016. La generación neta de energía alcanzó los 17.564 GWh, inferior en 4% respecto de lo registrado en el periodo anterior, lo que se explica por una menor generación hidroeléctrica producto de la sequía que ha afectado al sur del país. Sin embargo, este escenario fue compensado por una mayor generación termoeléctrica asociada a la disponibilidad de los complejos Bocamina y San Isidro en la zona sur y centro, respectivamente.

Por su parte, las ventas físicas de energía tuvieron un incremento de 1% al finalizar 2016, alcanzando 23.689 GWh, debido al incremento de ventas a clientes regulados, producto de la mayor demanda que presentó el último período del año.

Resultado de este aumento en las ventas y del mayor precio de venta de energía, los ingresos operacionales de Enel Generación Chile aumentaron 8%, alcanzando al cierre del ejercicio \$1.659.727 millones.

Los factores y variables que acabo de señalar, dieron como resultado que el EBITDA de las operaciones en Chile reflejara un crecimiento de 15% al finalizar el ejercicio anterior, totalizando \$594.772 millones.

En la misma línea de análisis, y en concordancia con el buen desempeño mostrado por Enel Generación Chile, se obtuvo como resultado un beneficio atribuible a los accionistas de la compañía de \$472.558 millones, lo que equivale a 20% de incremento, sobre los \$392.868 millones obtenidos al cierre de 2015.

HITOS 2016

Durante 2016, el negocio eléctrico en el país evidenció un importante cambio, que no es único de este mercado, sino que sigue la tendencia mundial y de forma acelerada. La caída en los costos de producción es uno de los elementos que refleja este cambio, producto de nuevas tecnologías y de la presencia de generación sobre la base de Energía Renovable No Convencional (ERNC). Reflejo de lo anterior fue el precio promedio de US\$47.59 por MWh que alcanzó la licitación a



Giuseppe Conti. Presidente

clientes regulados de 5 bloques de energía por 12.430 GWh/año, en agosto pasado.

Nuestra compañía tuvo una exitosa participación en ese proceso, en la que 84 empresas presentaron sus ofertas, obteniendo casi la mitad de lo licitado, 47,6% (5.918 GWh/año), con suministros que se inician en 2022. Este destacado hito nos permite mantener el liderazgo en el mercado, por nuestra capacidad de adaptarnos a las exigencias del sector, que se torna cada vez más competitivo y en el que se van sumando nuevos actores, y precios más agresivos.

Otro punto a destacar es la construcción de nuestra central hidroeléctrica Los Cóndores con una potencia instalada de aproximadamente 150 MW, en la Región del Maule, que en los primeros meses de 2017 alcanza el 46% de avance en sus obras. Es una iniciativa totalmente compatible con su entorno y las comunidades. Cuando esta iniciativa sea una realidad podrá inyectar sus cerca de 600 GWh anuales a la red eléctrica de Chile.

En 2016, además, logramos consolidar la operación del complejo termoeléctrico Bocamina, en Coronel, con mejo-

ras ambientales que nos han permitido elevar los estándares ambientales y de servicio de la central. Con este objetivo hemos invertido cerca de US\$200 millones para mejorar las operaciones de Bocamina, en línea con la visión de Enel. Así, contamos con sistema de monitoreo de Material Particulado 2,5 en la red de calidad del aire en línea; filtros de tecnología avanzada para el sistema de succión de agua de ambas unidades, además de sistemas de minimización de emisiones como desulfurizador, filtro de mangas y quemadores de baja emisión. El techado de la cancha norte de acopio de carbón es parte de los compromisos que asumimos en la RCA de Bocamina II, y que hoy ya está finalizado, y, además, ya iniciamos la construcción del techo en la cancha sur.

En materia de sostenibilidad, establecimos como directriz crecer de forma responsable y sobre la base de relaciones de confianza con las comunidades. Estamos consolidando nuestro trabajo en regiones con miras a un relacionamiento justo y fomentando el diálogo en ambas direcciones. Fruto de este trabajo es, por ejemplo, que conseguimos establecer las bases para avanzar en conjunto con familias pehuenche del Alto Biobío, a través de un proceso más integrador y

que nos permitirá aportar con soluciones sostenibles y de largo plazo.

PROYECTOS

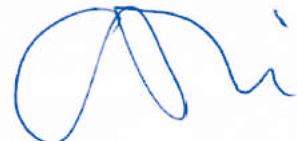
Nuestro compromiso como empresa que apoya el desarrollo del país seguirá de forma permanente y responsable. Por esto es que analizamos continuamente las diversas oportunidades de crecimiento del mercado eléctrico. El acento está puesto en proyectos que tengan una visión sostenible, considerando en ello la perspectiva técnica, ambiental, social y económica.

Esta definición de empresa es la que motivó, en agosto de 2016, la decisión del Directorio de Enel Generación Chile de devolver al país los derechos de aprovechamientos de agua de cinco proyectos hidroeléctricos. Esta decisión fue adoptada luego de un cuidadoso análisis que consideró el impacto social y ambiental de estas iniciativas, además de no ser factibles técnica ni económicamente.

Queremos desarrollar iniciativas que sean viables y que cuenten con la aceptación de las comunidades.

Estimados accionistas, hemos logrado leer adecuadamente la evolución del mercado eléctrico chileno y conseguimos avanzar de forma positiva en esta línea. Sin embargo, se vienen muchos desafíos y constantes evoluciones, pero que al mismo tiempo se presentarán como nuevas oportunidades de crecimiento, de desarrollo de nuevas ideas y de la capacidad de las empresas de adaptarse y enfrentar este rumbo.

Si bien la tarea no es sencilla, contamos con la energía de un gran equipo humano que espera seguir avanzando en este camino.



Giuseppe Conti
Presidente



Aerial night view of a dense urban area with numerous illuminated buildings and streets. In the foreground, a building features large, illuminated letters spelling "ene". The city lights create a vibrant, colorful pattern against the dark sky. A road with yellow lights cuts through the scene.

ene



Edificio Corporativo Santa Rosa 76
Lanzamiento Cambio de Marca, 30 Noviembre 2016

ENEL GENERACIÓN CHILE ES **OPEN POWER**

En las últimas décadas Enel ha llevado la energía, la innovación y el progreso al mundo. Ha tocado las vidas de cientos de miles de personas cambiando la forma en la que éstos se relacionan con la energía. Hoy, entendiendo que el mundo ya no es el mismo y que las formas de hacer las cosas ya no son las mismas, Enel Generación Chile asume la responsabilidad de liderar los cambios en el sector energético para lograr un mundo nuevo, sostenible y con el apoyo de las comunidades.

Este cambio de filosofía se llama Open Power y exige, a Enel Generación Chile, y a sus filiales Pehuenche y GasAtacama a estar abiertos. Hoy, el desafío es abrir la energía a más gente, socios y usos. Implica abrirla a nuevas tecnologías, y a formas de gestionar la energía.

El Open Power busca crear una cultura compartida con una **visión** a largo plazo, una **misión** definida en cinco puntos y cuatro **valores** que definen el ADN del Grupo Enel.

MISIÓN

VISIÓN

VALORES

Open Power para hacer frente a algunos de los mayores desafíos del mundo.

- Abrir la energía a más personas
- Abrir la energía a las nuevas tecnologías
- Abrir nuevas formas de gestionar la energía para el consumidor
- Abrirnos a más colaboradores
- Abrir la energía a nuevos usos

Responsabilidad

Cada uno de nosotros es responsable del éxito del grupo, a todos los niveles. Ponemos nuestra energía al servicio de las personas para mejorar su vida y hacerla más sostenible.

Innovación

Vivimos y trabajamos con curiosidad, nos esforzamos por ir más allá de lo habitual y superamos nuestros temores, para abrir la energía a nuevos usos, tecnologías y personas. Aprendiendo de los errores igual que de los aciertos.

Confianza

Actuamos de manera competente, honesta y transparente, para ganarnos la confianza de nuestros compañeros, clientes y colaboradores externos, valorando las diferencias individuales. A su vez, confiamos en su capacidad para crear valor y compartirlo.

Proactividad

Nos hacemos cargo de nuestro trabajo en primera persona. Interpretamos continuamente los escenarios y retos mundiales para adelantarnos a los cambios, redefiniendo las prioridades si el contexto lo requiere.

Hitos 2016



ENERO

Enel Generación y U. de Concepción firman convenio de reforestación de especies nativas

Como un importante hito que contribuirá al manejo sustentable de recursos naturales de la Región del Biobío fue calificado el convenio celebrado entre Enel Generación y la U. de Concepción (UDEC) para reforestar 700 hectáreas con especies nativas. Una iniciativa que se enmarca dentro de las responsabilidades adquiridas por la compañía a raíz de la construcción de la central Ralco, ubicada en la comuna de Alto Biobío, y con la cual se cumple con el compromiso de reforestar un total de 1.700 hectáreas en la zona.

TBM inicia construcción de túnel de aducción para central Los Cóndores

Tras dos meses de armado, la Tunnel Boring Machine (TBM) de doble escudo, inició la excavación del primer tramo del túnel de aducción en el proyecto hidroeléctrico Los Cóndores, en la zona cordillerana de la Región del Maule. La máquina tuneladora, bautizada como "Clementina" en honor a la comuna de San Clemente, es la encargada de construir los 12 km del túnel de aducción. La utilización de esta tecnología permite disminuir el uso de explosivos, ya que junto con excavar, va revistiendo la obra con dovelas de hormigón de manera simultánea.

FEBRERO

Standard & Poor's ratifica calificación de Enel Generación Chile

La agencia calificadora de riesgo, Standard & Poor's confirmó la clasificación internacional para Enel Generación Chile de "BBB+" con perspectivas estables.

Exito cierre de postulaciones en Coronel en fondo concursable impulsado por Enel Generación

El fondo Energía para tu Emprendimiento, que contó con el apoyo de la Municipalidad de Coronel y fue ejecutado por Corporauco, recibió más de 900 postulaciones provenientes de emprendedores y microempresarios de la comuna, en busca de una oportunidad para ser beneficiarios de esta iniciativa con la que la compañía confirma su compromiso de establecer una relación de largo plazo, basada en la confianza y en la colaboración.

GasAtacama inicia exportación de energía a Argentina

Con la inyección de aproximadamente 2.3 GWh al día entre el 12 y el 15 de febrero, GasAtacama de Enel Generación, realizó la exportación de energía a Argentina, luego que en octubre de 2015 se firmara un decreto que hacía posible la venta de energía al país vecino. Esto marca un hito en materia energética para Chile y la región, ya que es la primera generadora de Chile en enviar energía a Argentina, a través de la línea de AES Gener que existe entre Salta y Mejillones.

MARZO

Enel Generación Chile y Energas llevan gas natural a las ciudades de Coquimbo y La Serena

El entonces Ministro de Energía, Máximo Pacheco, encabezó la ceremonia de inauguración de la nueva Planta Satelital de Regasificación (PSR) de GNL de Enel Generación Chile, la que permitió que el gas natural y sus múltiples beneficios sean una realidad para las ciudades de Coquimbo y La Serena, tanto para el uso comercial como de distribución domiciliaria.

La planta, propiedad de Enel Generación Chile, se concreta gracias a un acuerdo entre la compañía generadora y GasValpo -a través de Energas-, incorporando así una alternativa energética altamente eficiente, amigable con el medio ambiente y con precios cada vez más competitivos.

Fitch Rating ratifica calificación de Enel Generación Chile

El 2 de marzo de 2016, Fitch Rating ratificó la clasificación en moneda local y extranjera de Enel Generación Chile en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA (cl)'. Además, se mejoraron las perspectivas a "Positivas".

Comunidad pehuense recibe nuevo cementerio indígena

En un clima de mucha emoción se desarrolló la ceremonia en que la comunidad pehuense El Barco, en la comuna de Alto Biobío, recibió de manos del Director Regional de la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena (Conadi) de la Región del Biobío, Carlos Carvajal, la transferencia oficial del cementerio de la comunidad. Este ultun o panteón, traducción en mapudungún de cementerio, obedece a un compromiso adquirido por Enel Generación Chile con la comunidad El Barco, respecto a construir un cementerio indígena. Todo ello, en el marco de la relocación de 41 familias pehuenses, a raíz de la construcción de la central Ralco.

ABRIL

Enel Generación Chile aprueba nuevo directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile se aprobó el nuevo directorio de la compañía, el que está presidido por el señor Giuseppe Conti. Integran la mesa de la generadora los señores Francesco Giorgianni, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini, Luca Novello, Julio Pellegrini, Jorge Atton y Enrique Cibié, este último fue designado como presidente del Comité de Directores de Enel Generación Chile.

Central Tarapacá inicia obras para actualizar estándares técnicos y ambientales

La central Tarapacá detuvo sus operaciones en la zona norte del país para implementar un completo plan de mejoras técnicas y ambientales que permitirán reducir las emisiones de la planta, especialmente en la disminución de Dióxido de Azufre (SO₂) y Óxidos de Nitrógeno (NO_x). De esta forma la central cumplirá con la norma de emisiones para termoeléctricas.



MAYO

Se concreta pacto de suministro con Anglo American Sur
Enel Generación Chile firmó un contrato para el suministro eléctrico de todas las operaciones de Anglo American Sur (Los Bronces, El Soldado y Chagres), que significa un consumo estimado de 2 TWh al año y corresponde a uno de los dos mayores clientes industriales del Sistema Interconectado Central (SIC). El convenio con Anglo American Sur tiene vigencia de 10 años, a partir de 2021, y por su importancia, marca un hito en la relación de la compañía con los clientes libres del país.

Compromiso con la educación de Alto Biobío
Más de 400 jóvenes pehuenches de las comunidades de Santa Bárbara y Alto Biobío, han sacado adelante sus estudios de enseñanza media, técnica y profesional, a través de las becas de estudio, de vestuario y de estadía que entrega Enel Generación Chile en esas comunas.

JUNIO

Enel Generación Chile vende su participación en GNL Quintero
Enel Generación acordó y suscribió un contrato para la venta de su participación del 20% en GNL Quintero a Enagás Chile, filial controlada al 100% por la empresa española Enagás.
Enel Generación Chile tomó la decisión de vender su participación en GNL Quintero atendiendo a que este activo no es estratégico para el desarrollo del negocio eléctrico ni de comercialización de gas natural de la compañía. El efecto financiero que la operación generó para Enel Generación Chile una utilidad neta equivalente a aproximadamente USD139 millones.

Central Taltal inició la operación de un nuevo sistema de abatimiento
Enel Generación Chile dotó de una importante mejora ambiental a su central termoeléctrica Taltal, en la zona norte del país. La compañía puso en operación un nuevo sistema de abatimiento de óxido de nitrógeno en ambas turbinas de combustión de la planta. La optimización implicó instalar dos sistemas de inyección de agua desmineralizada para las turbinas de la central y un estanque de 1.500. Todas las obras relacionadas con este proyecto se desarrollaron en los terrenos de la misma central, que cuenta con una capacidad instalada de 240 MW.

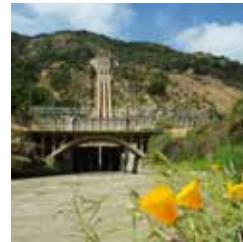
JULIO

Feller Rate ratifica calificación de Enel Generación Chile
El 8 de julio de 2016 Feller Rate confirmó en "AA" la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio, ratificando las perspectivas estables.

Visitan centro agroindustrial de la U. de Concepción
Gran acogida de parte de las comunidades de Alto Biobío, del alcalde de la comuna y de servicios públicos como Indap y Conaf, tuvo la convocatoria que realizó la Fundación Pehuén de Enel Generación, para conocer el Centro de Desarrollo Tecnológico Agroindustrial (CDTA), de la U. de Concepción (UDEC), en Los Ángeles.

Esta entidad se dedica a desarrollar productos piloto, a partir de materias primas propias de los territorios, rotulados con su respectiva resolución sanitaria listos para su comercialización. Durante la visita, los emprendedores y dirigentes ligados a la ganadería, recolección y cultivos, conocieron de primera fuente los servicios que ofrece el centro, que apuntan a fortalecer las capacidades de emprendimiento e innovación para dar valor agregado a las materias primas tradicionales, mediante el desarrollo de nuevos productos para la industria alimentaria.

Se firma acuerdo para el desarrollo de proyectos de innovación y sostenibilidad
Un acuerdo de colaboración amplia firmó Enel Generación con la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso, mediante el cual el área de innovación de la compañía, en conjunto con la Facultad de Ingeniería de la casa de estudios y Fundación Huinay, desarrollará proyectos de innovación y sostenibilidad, orientados en la investigación aplicada.



AGOSTO

Enel Generación Chile devuelve al país derechos de agua asociados a cinco proyectos

En su sesión del 30 de agosto, el directorio de la compañía y por la unanimidad de sus miembros, decidió renunciar a los derechos de aprovechamientos de aguas asociados a los proyectos hidroeléctricos Bardón; Chillán 1 y 2; Futaleufú; Puelo y Huechún. La voluntad de la compañía es que sólo se llevarán a cabo iniciativas que sean viables técnicamente, económicamente y que cuenten con la aceptación de las comunidades donde estarán insertas. En el caso de estos proyectos -fruto de estudios iniciales, de los altos estándares de sostenibilidad que nos hemos definido como grupo y de las exigencias técnicas y económicas que ello implica-, se concluyó que no son viables, y por tal motivo se devolvieron estos derechos de agua al país para que puedan ser utilizados para otro tipo de desarrollo.

SEPTIEMBRE

Se consolida el liderazgo comercial de Enel Generación

En 2016, la compañía consolidó su liderazgo comercial al conseguir contratar casi el 50% de la energía en la licitación de suministro eléctrico de agosto, lo que permite estabilizar el margen para el futuro de la firma. Este importante hito de Enel Generación evidencia la adecuada estrategia y perspectiva del negocio energético. El volumen demandado y la mayor competencia refleja el cambio que está viviendo el sector energía en Chile.

Se firma convenio de colaboración

Enel Generación y la Municipalidad de Alto Biobío firmaron un convenio que considera 15 iniciativas en materia de educación, vivienda, cultura, ERNC y el desarrollo de proyectos de agua potable rural. El acuerdo se enmarca en la nueva mirada del Grupo Enel y con la que se espera impulsar un mayor desarrollo de los territorios en los que está presente, como es el caso de la comuna cordillerana en la que se sitúan las centrales hidroeléctricas Pangue, Ralco y Palmucho.

Proyecto hidroeléctrico Los Cóndores da a conocer avance de obras

Conocer el avance en la construcción de la central hidroeléctrica Los Cóndores, en la cuenca alta del río Maule, marcó la visita en terreno del Ministro de Energía, Máximo Pacheco, a parte de las obras del proyecto hidroeléctrico. El Secretario de Estado estuvo en la zona con el presidente de Enel Chile, Herman Chadwick, el gerente general de la firma, Nicola Cotugno; el gerente general de Enel Generación, Valter Moro, además de directores y ejecutivos de ambas compañías, y trabajadores del proyecto.

Primer lugar en la primera edición del Informe Reporta Chile

En la Universidad Adolfo Ibáñez se entregaron los resultados de la primera edición del Informe Reporta Chile 2016, y que tuvo como protagonistas a Enel Generación, ya que la compañía obtuvo la mejor calificación del informe, por lo que consiguió el Primer Lugar Ranking General IPSA, además del Primer Lugar en la Categoría Relevancia en Reporting. Informe Reporta es un estudio sobre la calidad de la información financiera y no financiera o ASG (Ambiental, Social y Gobierno corporativo) que las empresas ponen a disposición de sus grupos de interés en la Junta Ordinaria de Accionistas.

Proyecto de Agua Potable Rural beneficia a más de mil comuneros Pehuenche

Con satisfacción fue inaugurado el Proyecto de Agua Potable Rural (APR) de la comunidad de Callaqui, en el Alto Biobío, obra que entregará el suministro básico a más de 200 familias de origen pehuenche. Esta red de agua potable se concretó gracias a una alianza público privada conformada entre el Municipio de Alto Biobío, Enel Generación Chile y Fundación Amulén, para dar solución definitiva a una necesidad muy sentida desde hace veinte años.

OCTUBRE

Se aprueba cambio de nombre de la compañía

El 4 octubre, en Junta Extraordinaria de accionistas se aprobó el cambio de nombre de Endesa Chile por Enel Generación Chile. Esta decisión obedece a una nueva estrategia del Grupo Enel que apuesta a adelantarse al nuevo contexto de la industria energética a nivel global. Esta nueva identidad es expresión de la profunda renovación estratégica que el Grupo ha decidido poner en marcha a fin de enfrentar -con visión de futuro y en posición competitiva- los inmensos desafíos que hoy impone el cambio de paradigma energético que se observa a nivel global y que pronto será una realidad en Chile. Esta decisión, además, se basa en la gran historia que ha tenido la compañía en el país, y obedece a una estrategia de los accionistas para adelantarse a este nuevo contexto.



NOVIEMBRE

Complejo Bocamina consolida su operación
Enel Generación Chile logró consolidar la operación del complejo termoeléctrico Bocamina con todas las mejoras ambientales que fueron implementadas en el periodo anterior. En Bocamina I se implementaron mejoras para elevar sus estándares ambientales, con la instalación de sistemas de minimización de emisiones como un equipo desulfurizador, filtro de mangas y quemadores de baja emisión para la reducción de Óxidos de Nitrógeno (Nox). El complejo Bocamina cuenta con sistema de monitoreo de la calidad del aire, así como de las emisiones, información disponible a través del sitio Web de la compañía. Asimismo, cuenta con filtros Johnson para la toma de agua de mar en ambas unidades, tecnología que reduce el ingreso de organismos hidrobiológicos, y además del techado de las canchas de acopio de carbón.

Vreni Häussermann, directora del Centro Científico Huinay, recibe Rolex Awards for Enterprise 2016

El Rolex Awards for Enterprise premió a Vreni Häussermann, Directora del Centro Científico Huinay -de propiedad de Enel Generación Chile y la Pontificia Universidad Católica de Valparaíso y financiado íntegramente por Enel- por descubrir, explorar y proteger los fiordos de la Patagonia chilena a través de un programa de investigación del ambiente marino con la meta de su uso sostenible y su preservación. Con el reconocimiento, Vreni Häussermann podrá continuar con sus exploraciones marinas a través de un sumergible que se dirige desde una lancha hasta una profundidad máxima de 500 metros, hasta la fecha sus investigaciones no superan los 30 metros de profundidad.

Enel Generación Chile presenta plan industrial 2017 – 2019

La compañía dio a conocer su plan industrial para el trienio 2017 / 2019 que contempla un capex acumulado de casi US\$690 millones, destinado principalmente al parque existente con mejoras ambientales, y a la construcción del proyecto Los Cóndores. La firma está implementando las mejores prácticas de Enel en las centrales existentes de Enel Generación Chile, lo que se traduce en un eficiente plan de mantenimiento para el conjunto del parque generador, lo que permitirá contar con mayor disponibilidad. Una

parte importante de la inversión será mantenimiento, con el propósito de reducir la accidentabilidad de las plantas y elevar la confiabilidad de las centrales para dar mayor seguridad al sistema eléctrico.

Exitoso programa Energía para tu emprendimiento

Coronel es reconocida por su historia, cultura y por el ímpetu de sus emprendedores. Esta energía innovadora es lo que Enel Generación Chile promueve a través de Energía para Tu Emprendimiento, programa enfocado a fortalecer las capacidades de los microempresarios, apoyando a la economía local con recursos para concretar iniciativas creativas que contribuyan al desarrollo de Coronel. Este fondo tuvo una positiva acogida, ya que a la convocatoria postularon más de mil emprendedores, que luego de las etapas de evaluación, conformaron un grupo de 73 microempresarios. Después de un año de trabajo, estos coronelinos dan por concluido el proceso de ejecución de sus proyectos, que finalizó con un muy positivo balance.

DICIEMBRE

Enel Generación Chile y su central Taltal reconstruyen relaciones con el territorio

Ocho organizaciones sociales, representantes de la comunidad de Paposo, y Enel Generación Chile, firmaron un Protocolo de Entendimiento que marca una nueva etapa en la relación entre la compañía generadora y sus vecinos de la central Taltal. El protocolo, que se enmarca en la tramitación de un proyecto de optimización de Taltal, fue facilitado por el Ministerio de Energía, bajo la orientación del documento "Compromiso de diálogo, y la Guía de Estándares de Participación para el Desarrollo de Proyectos de Energía", y permite abrir un espacio de trabajo en torno a los distintos temas que preocupan a la comunidad y la compañía.

Exitsa capacitación en recolección de semillas forestales

A toda marcha avanza la ejecución del convenio de reforestación entre Enel Generación Chile y la Facultad de Ciencias Forestales de la Universidad de Concepción (UDEC) como parte del plan Ralco. Por una parte se encuentran en etapa de crecimiento más de dos millones de árboles nativos, que serán plantados a partir del 2017 y, por otra, hoy se capacitan en técnicas de recolección de semillas forestales nativas, más de 45 miembros de comunidades pertenecientes a las comunas de Yungay y Lonquimay de la región del Biobío y de La Araucanía.

Moody's ratifica calificación de Enel Generación Chile

La agencia clasificadora de riesgo Moody's Rating Services ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Enel Generación Chile con perspectivas estables.

Fondos Concursables Quintero apoyan 22 iniciativas generadas por la comunidad

Con la presencia de autoridades locales, representantes de GNL Quintero y de Enel Generación Chile, se realizó la ceremonia de entrega de los Fondos Concursables Quintero en su segundo llamado de 2016. En la ocasión, 22 organizaciones sociales recibieron los recursos para materializar sus proyectos, vinculados al desarrollo turístico, cultural, deporte, la protección del medio ambiente y las energías renovables, iniciativas que recibieron asesoría permanente de ambas empresas en su diseño y postulación.





Principales Indicadores Financieros y de Operación

Principales Indicadores Financieros y de Operación

	Al 31 de diciembre de cada año (cifras en millones de pesos nominales)				
	2012 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾	2014 ⁽⁴⁾	2015 ⁽⁵⁾	2016
Activo total	6.453.231	6.762.125	7.237.672	7.278.770	3.399.682
Pasivo total	3.018.738	3.174.311	3.713.785	3.733.076	1.669.922
Ingresos de explotación	2.320.385	2.027.432	2.446.534	2.846.926	1.659.727
EBITDA	808.101	978.994	1.094.981	1.191.661	594.772
Resultado neto ⁽²⁾	234.335	353.927	334.557	392.868	472.558
Índice de liquidez	0,73	0,78	0,75	0,68	0,98
Coeficiente de endeudamiento ⁽³⁾	0,88	0,88	1,05	1,05	0,96

(1) A partir de 2009, los Estados Financieros han sido confeccionados de acuerdo a las normas internacionales de información financiera, presentándose también los estados financieros de 2008 bajo la nueva norma contable. Producto de este cambio en las normas contables, las sociedades de control conjunto en las cuales Enel Generación Chile tiene participación, pasaron a consolidarse en la proporción que Enel Generación Chile representa en el capital social, por tanto a partir de 2008 se incluye el porcentaje de la potencia, de la generación, de las ventas de energía y de la dotación de personal de estas sociedades.

(2) A partir de 2008, corresponde al resultado neto atribuible a la sociedad dominante.

(3) Pasivo total/patrimonio más interés minoritario.

(4) Cifras incluyen consolidación de GasAtacama desde mayo de 2014.

(5) Cifras incluyen actividades discontinuadas producto de la división de Enel Generación Chile (ex Endesa Chile) aprobada en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el 18 de diciembre de 2015.

	Al 31 de diciembre de cada año				
	2012	2013	2014 ⁽¹⁾	2015	2016
CHILE					
Número de trabajadores	1.177	1.061	1.261	1.001	883
Número de unidades generadoras	108	105	111	111	111
Capacidad instalada (MW)	5.571	5.571	6.351	6.351	6.351
Energía eléctrica generada (GWh)	19.194	19.439	18.063	18.294	17.564
Ventas de energía (GWh)	20.878	20.406	21.157	23.558	23.689

(1) Cifras incluyen consolidación de GasAtacama desde mayo de 2014.





Identificación de la Compañía



Identificación de la compañía

Nombre o razón social	Enel Generación Chile S.A.
Domicilio	Santiago de Chile, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Rut	91.081.000-6
Dirección	Santa Rosa N° 76, Santiago, Chile
Código Postal	833-0099 SANTIAGO
Teléfono	(56) 22630 9000
Casilla	1392, Santiago
Inscripción Registro de Valores	Nº 114
Auditores externos	KPMG Auditores Consultores Ltda.
Capital suscrito y pagado (M\$)	\$552.777.321
Sitio Web	www.enelgeneracion.cl
Correo electrónico	comunicacion.enelgeneracionchile@enel.com
Teléfono relación con inversionistas	(56) 22353 4682
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENELGXCH
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	EOCC
Banco custodio programa ADR's	Banco Santander Chile
Banco depositario programa ADR's	Citibank, N.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate, Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada
Clasificadores de riesgo internacionales	Fitch Ratings, Moody's y Standard & Poor's

■ Documentos Constitutivos

Enel Generación Chile S.A. fue constituida bajo el nombre de Empresa Nacional de Electricidad S.A. por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943, ante el notario de Santiago don Luciano Hiriart Corvalán.

Por Decreto Supremo de Hacienda N°97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se probaron sus estatutos, que señalaban que el objeto de la sociedad era explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y, en particular, realizar el Plan de Electrificación del país aprobado por el Consejo de CORFO, en la sesión N°215, del 24 de marzo de 1943.

El extracto de la escritura social y el decreto mencionado se publicaron conjuntamente en el Diario Oficial del 13 de enero de 1944, y se inscribieron en el Registro de Comercio de Santiago a fojas 61 N°62 y fojas 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 17 de enero de 1944.

Su instalación legal fue declarada mediante Decreto Supremo del Ministerio de Hacienda N°1.226, del 23 de febrero de 1945, publicado en el Diario Oficial el 6 de marzo de 1945 e inscrito en el Registro de Comercio de Santiago, a fojas 727 N°532, el 16 de marzo del mismo año.

Los estatutos de la sociedad han experimentado numerosas modificaciones, entre las que cabe destacar la de 1980, que eliminó de sus objetivos la realización del Plan de Electrificación del país, responsabilidad que la Ley asignó a la Comisión Nacional de Energía; la de 1982, que adecuó sus estatutos a la Ley N°18.046, normas del Decreto Ley N°3.500 de 1980, permitiendo así, que recursos administrados por las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) pudieran ser invertidos en títulos emitidos por la empresa; y la de 1988, que amplió el objeto social incluyendo en él la prestación de servicios de consultoría.

Debe mencionarse, al mismo tiempo, la modificación de 1992, que amplió el objeto social, permitiendo a la compañía realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar, para ello, directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero. También se cuenta la modifica-

ción de 1994, que incorporó a sus estatutos el nombre de fantasía "Endesa" y elevó su capital con el fin de que parte de ese aumento fuera colocado en los mercados internacionales, a través del mecanismo de los ADR, y que adaptó sus estatutos a las nuevas normas introducidas por la Ley N°19.301 al Decreto Ley N°3.500, de 1980, lo que permitió -entre otras adecuaciones- incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria a 26%; la de 1995, que modificó el sistema de arbitraje, permitiendo que las diferencias entre los accionistas o entre estos y la sociedad o sus administradores se resolvieran alternativamente por arbitraje o a través de la justicia ordinaria; la de 1999, que permitió incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria al 65% del capital con derecho a voto de la sociedad; la de 2005, que modificó los estatutos sociales en el sentido de incorporar como nombre de fantasía de la compañía el de "Endesa Chile", adicional al de Endesa; la de 2006, por la que se incorporó a los estatutos sociales un nuevo título, denominado "Comité de Directores y Comité de Auditoría", con el fin de consagrar estatutariamente una serie de normas relativas, tanto al Comité de Directores a que se refiere la Ley N°18.046, como al Comité de Auditoría que creó el Directorio de la sociedad, en cumplimiento de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América, a cuya sujeción está sometida la empresa por tener registrados ADR y bonos en dicho mercado; la de 2007, por la que se modificaron los artículos 5º permanente y 1º transitorio de los estatutos sociales, para reflejar el actual capital de la sociedad y la forma en que éste ha sido suscrito y pagado; la de 2008, por la que se modifican los incisos 3º y 4º del artículo 44, adecuándolos al artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, a fin de reemplazar tanto la obligación del Directorio de enviar una copia del balance y memoria de la sociedad, en una fecha no posterior a la del primer aviso de citación a Junta Ordinaria de Accionistas, a cada uno de los accionistas inscritos en el respectivo registro, como la obligación de enviarles una copia del balance y del estado de ganancias y pérdidas cuando éstos fueren modificados por la Junta, dentro de los 15 días siguientes, por la obligación, en ambos casos, de poner a disposición de dichos accionistas los referidos documentos, en las mismas oportunidades señaladas; y la de 2010, por la que se modificaron: (a) diversos artículos de los estatutos para adecuar algunos a la Ley de Sociedades Anónimas y a la Ley de Mercado de Valores, que fueron modificadas por la Ley N°20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, y otros para adecuarlos a las dispo-

siciones del Reglamento de Sociedades Anónimas; y (b) el Título IV de los estatutos “Comité de Directores y Comité de Auditoría”, para efectos de fusionar ambos comités, reflejando los cambios y requisitos de independencia introducidos al artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas por la pre- citada Ley N°20.382.

Luego, la sociedad fue modificada por acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 18 de diciembre de 2015, en virtud de la cual, y en el marco de la Restructuración Societaria del Grupo, se acordó su división, naciendo de esta forma la nueva sociedad Endesa Américas S.A., asignándosele a ésta todos los activos y pasivos que la sociedad poseía en el extranjero y manteniendo la continua- dora, Endesa Chile, los activos y pasivos asociados al negocio en Chile. La referida División se acordó sujeta al cumplimiento de las condiciones suspensivas, consistentes en que las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Enersis y Chilectra hayan sido debidamente reducidas a escritura pública, y sus respectivos

extractos hayan sido inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley. Adicionalmente, y conforme el artículo 5º en relación con el artículo 148, ambos del Reglamento de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, se aprobó que la División tuviera efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Endesa Chile, escritura que fue suscrita con fecha 29 de enero de 2016, ante el Notario Público don Víctor Olguín Peña y que fue anotada al margen de la inscripción social de la Compañía en el Registro de Comercio de Santiago.

Posteriormente, los estatutos sociales de la compañía fueron nuevamente modificados por Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 4 de octubre de 2016, acordándose en la referida junta el cambio de razón social de la compañía, la que pasó a denominarse Enel Generación Chile S.A. Dicha modificación social fue oportuna y debidamente publicada y anotada al margen de la inscripción social de la Sociedad, en el Registro de Comercio de Santiago.



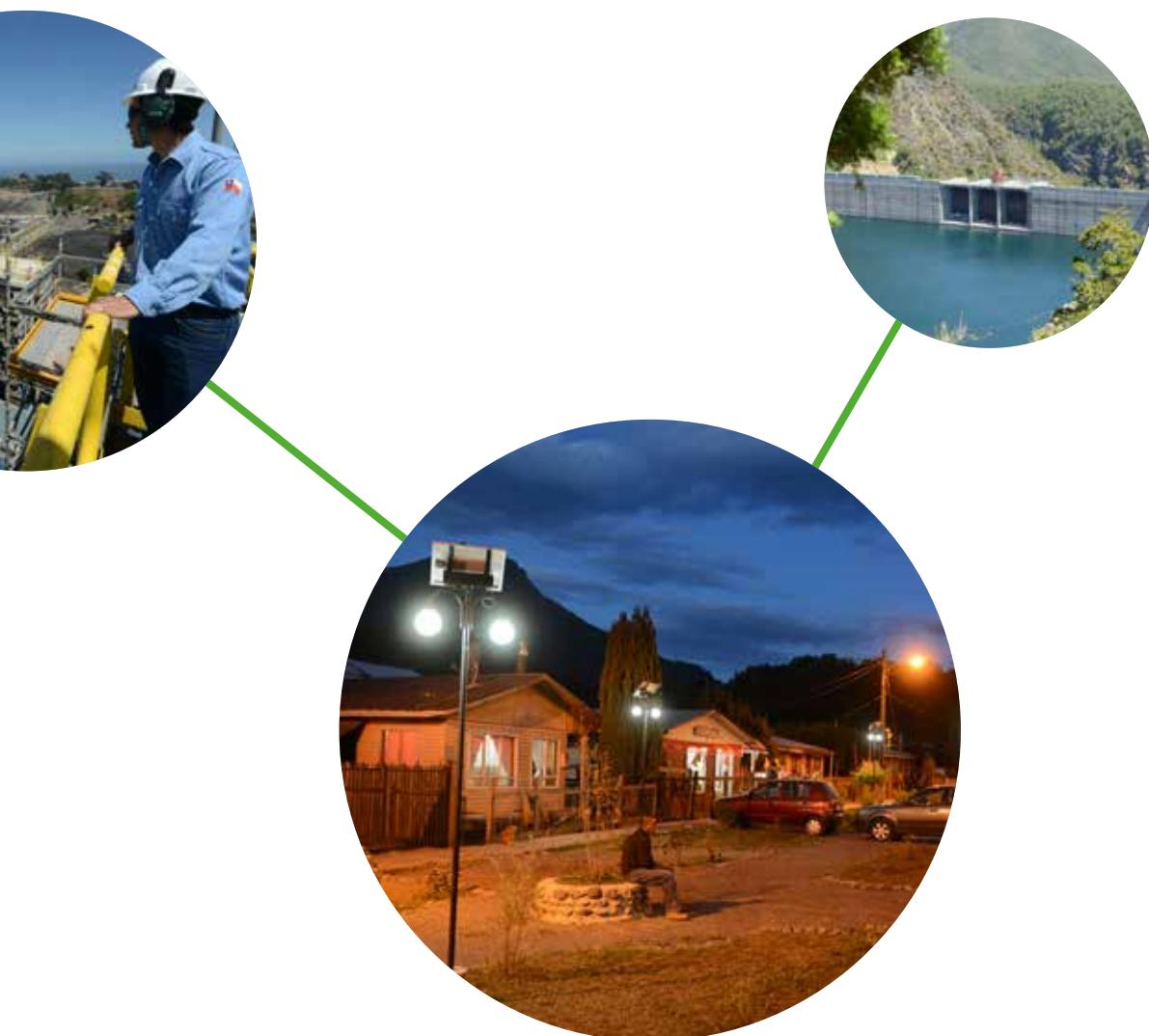
■ Objeto social

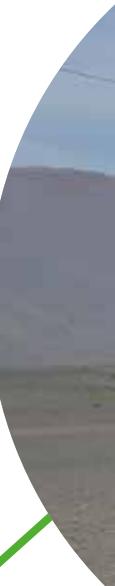
La sociedad tiene por objeto principal explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas.

Adicionalmente, la compañía tiene como objeto prestar servicios de consultoría en todos los ámbitos y especialidades de la ingeniería y de la gestión de empresas; adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar obras de infraestructura civiles o hidráulicas directamente relacionadas con concesiones de obras públicas; explotar los bienes que conforman su activo; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en el campo energético y en aquellas actividades o productos relacionados directamente con la energía; realizar inversiones, desarrollar proyectos y efectuar operaciones o actividades en procesos industriales en que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos.

Además, la sociedad puede invertir en bienes inmuebles y en activos financieros, títulos o valores mobiliarios, derechos en sociedades y documentos mercantiles en general, siempre y cuando se relacionen con el objeto social, pudiendo adquirirlos, administrarlos y enajenarlos.

En el cumplimiento de su objeto social, la sociedad puede actuar directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero.







■ Propiedad y Control

Estructura de propiedad

Al 31 de diciembre de 2016, el capital accionario de la sociedad ascendía a 8.201.754.580 acciones suscritas y pagadas, distribuidas en 15.522 accionistas.

Accionistas	Número de Acciones	Participación
Enel Chile S.A.	4.919.488.794	59,98%
Administradoras de Fondos de Pensiones	1.302.096.137	15,88%
Banco de Chile por cuenta de terceros	432.761.179	5,28%
Corredores de Bolsa, Compañías de Seguros y Fondos Mutuos	409.852.098	5,00%
Fondos de Inversión Extranjeros	378.914.775	4,62%
ADR'S (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la SVS)	288.622.620	3,52%
Otros	470.018.977	5,73%
TOTAL	8.201.754.580	100%

Identificación de los controladores

Enel Chile S.A. es el controlador de Enel Generación Chile, con 59,98% de participación directa y no tiene acuerdo de actuación conjunta con otros accionistas.

Cabe mencionar que, durante 2016, no hubo transacciones de accionistas mayoritarios de la compañía.

Accionistas de Enel Chile a Fecha 31 de Diciembre 2016

Nombre o Razón Social	Rut	Numero de Acciones	Participación
Enel Latinoamérica S.A.	59.072.610-9	19.794.583.473	40,32%
Enel Iberoamérica S.R.L.	59.206.250-K	9.967.630.058	20,30%
Citibank N.A. según Circular 1375 S.V.S.	59.135.290-3	3.818.628.500	7,78%
Banco de Chile por Cuenta de Terceros no Residentes	97.004.000-5	2.689.380.833	5,48%
Banco Itaú por Cuenta de Inversionistas Extranjeros	97.023.000-9	1.953.577.727	3,98%
Banco Santander por Cuenta de Inv. Extranjeros	97.036.000-K	1.298.404.727	2,64%
AFP Provida S.A. para Fdo. Pensión C	76.265.736-8	1.013.706.040	2,06%
AFP Habitat S A para Fdo. Pensión C	98.000.100-8	730.932.853	1,49%
AFP Capital S A Fondo de Pensión Tipo C	98.000.000-1	653.921.137	1,33%
AFP Cuprum S A para Fdo. Pensión C	76.240.079-0	587.712.159	1,20%
AFP Provida S.A. para Fdo. Pensión B	76.265.736-8	346.537.072	0,71%
AFP Cuprum S A Fondo Tipo A	76.240.079-0	324.269.504	0,66%
Subtotal 12 accionistas		43.179.284.083	87,95%
Otros 6.627 accionistas		5.913.488.679	12,05%
TOTAL 6.639 ACCIONISTAS		49.092.772.762	100,00%

Nómina de los doce mayores accionistas de la compañía

Nombre	Rut	Cantidad de Acciones	% Participación
Enel Chile SA (1)	94.271.000-3	4.919.488.794	59,98%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	97.004.000-5	432.761.179	5,28%
Citibank N.A. Segun circular 1375 S.V.S.	59.135.290-3	288.622.620	3,52%
Banco Itau-Corpbanca por cuenta de inversionistas extranjeros	97.023.000-9	241.702.015	2,95%
AFP Provida S.A. Para fdo. pensión c	76.265.736-8	204.359.844	2,49%
AFP Habitat S.A. Para fdo. pensión c	98.000.100-8	189.065.763	2,31%
AFP Cuprum S.A. Para fdo. pensión c	76.240.079-0	128.219.282	1,56%
AFP Capital S.A. pondo de pensión tipo c	98.000.000-1	128.021.702	1,56%
Banco Santander por cuenta de inversionistas extranjeros	97.036.000-K	122.276.264	1,49%
Banchile Corredores de Bolsa s.A.	96.571.220-8	93.054.745	1,13%
Viecal s.A.	81.230.300-K	80.229.244	0,98%
AFP Habitat S.A. fondo tipo b	98.000.100-8	76.184.575	0,93%
Subtotal		6.903.986.169	84,18%
Otros		1.297.768.553	15,82%
TOTAL		8.201.754.580	100%

(1) Enel Chile S.A. es controlada por Enel S.P.A., con 60,62% de la propiedad.

Cambios de mayor importancia en la propiedad

Los cambios de mayor importancia que se produjeron en la propiedad de Enel Generación Chile, entre 2015 y 2016, se indican a continuación:

Nombre	Rut	Nº de Acciones al 31/12/2015	Nº de Acciones al 31/12/2016	Variación Número de Acciones
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	97.004.000-5	370.816.851	432.761.179	0,7553%
AFP Habitat S.A.	98.000.100-8	332.063.197	354.554.632	0,2742%
Citibank N.A. según circular 1375 S.V.S.	59.135.290-3	327.859.920	288.622.620	-0,4784%
AFP Capital S.A.	98.000.000-1	237.344.943	247.341.750	0,1219%
Viecal S.A.	81.280.300-K	567.154	80.229.244	0,9713%
Banco Itaú por cuenta de inv. extranjeros	76.645.030-K	230.551.267	241.702.015	0,1360%
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	97.036.000-K	138.558.361	122.276.264	-0,1985%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	79.761.315	93.054.745	0,1621%
BTG Pactual Chile S.A. Corredores de Bolsa	84.177.300-4	44.414.145	27.456.557	-0,2068%
Forestal O'Higgins S.A.	95.980.000-6	19.573.115	27.089.053	0,0916%
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000-9	35.075.823	36.277.385	0,0147%
AFP Modelo S.A.	76.762.250-3	27.702.369	43.163.343	0,1885%

Transacciones bursátiles efectuadas por personas relacionadas durante 2016

Durante 2015 y 2016, las siguientes transacciones de acciones fueron realizadas por directores, ejecutivos principales y/o personas relacionadas a la compañía, en conformidad con el artículo 20 de la ley N°18.045 de Mercado de Valores:

Rut	5.246.983-K
Nombre / Razón social	Pedro Eduardo Trullenque Álvarez
Relación	Ejecutivo Enel Generación Chile
Fecha transacción	05-01-2016
Fecha comunicación	06-01-2016
Nro. Acciones transadas	11.073
Precio unitario	878,6
Monto transacción	9.728.738

Síntesis de comentarios y proposiciones del comité de directores y de los accionistas

En la compañía no se recibieron comentarios respecto de la marcha de los negocios sociales realizados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016, por parte de accionistas mayoritarios o de grupos de accionistas, que sumen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con las disposiciones que establece el artículo 74 de la Ley N°18.046 y artículos 136 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades, ni del Comité de Directores, sin perjuicio de lo indicado en el Informe del referido comité y que consta en el presente informe.

VAPORES 23.99 8123

COND.	PRECIO	CANTIDAD INSTRUM.	COND.	PRECIO
70.181	52.000	ENELAM	OE	130.20
2673.001	161	CMPC		1574.90
23.991	117	CMPC		1575.00
23.991	7.979	CHILE		79.10
23.971	1	CAP		8102.00
23.951	1.295	COPEC		6999.90
20.301	1.073	ENELCHILE		70.19
	354	MASISA		37.80
	1.295	COPEC		6999.90
	12	MASISA		37.80

ENELCHILE 70.181 1167

04 SONDA	OE	70.181
252 ENELCHILE		37.80
412 MASISA	OD	130.40
847 ENELAM		79.00
00 CHILE		6999.90
8 COPEC		278.00
MULTIFOODS		284.00
TI FOODS		285.00

ENELCHILE
ENELGACH
ENELGACH
ENELGACH
ITAU

7840.00
7850.00
7850.00
68





■ Administración

■ Directorio



1. PRESIDENTE

Guiseppe Conti

Licenciado en Derecho Universidad degli Studi di Messina
Pasaporte: YA3320684
A partir de 27.04.2016

2. VICEPRESIDENTE

Francesco Giorgianni

Abogado
Universidad de Roma La Sapienza
Rut: 24.852.388-3
A partir de 15.12.2014

3. DIRECTOR

Enrique Cibié Bluth

Ingeniero Comercial, Contador Público y Auditor
Pontificia Universidad Católica de Chile
Máster Business and Administration
Universidad Stanford
Rut: 6.027149-6
A partir de 26.04.2012

4. DIRECTOR

Jorge Atton Palma

Ingeniero Electrónico
Universidad Austral de Chile
Postgrado Administración y Proyectos
Universidad Chile
Rut: 7.038.511-2
A partir de 27.04.2015

5. DIRECTOR

Julio Pellegrini Vial

Abogado
Universidad Católica de Chile
Master en Derecho (LL.M.)
Universidad de Chicago, Estados Unidos
Rut: 12.241.361-6
A partir de 28.04.2016

6. DIRECTOR

Francesco Buresti

Ingeniero Electrónico
Universitá Degli Studi de Bolonia
Pasaporte: YA6104092
A partir de 26.04.2012

7. DIRECTOR

Mauro Di Carlo

Ingeniero Eléctrico
Universidad de los Estudios de Cassino (Università degli Studi di Cassino – Facoltà di Ingegneria)
Pasaporte: YA4657363
A partir del 27.04.2016

8. DIRECTOR

Umberto Magrini

Ingeniero Mecánico
Università di Genova
MBA Ejecutivo en Gestión de Utilidades Europeas
Jacobs University of Bremen
Pasaporte: YA5001646
A partir del 27.04.2016

9. DIRECTOR

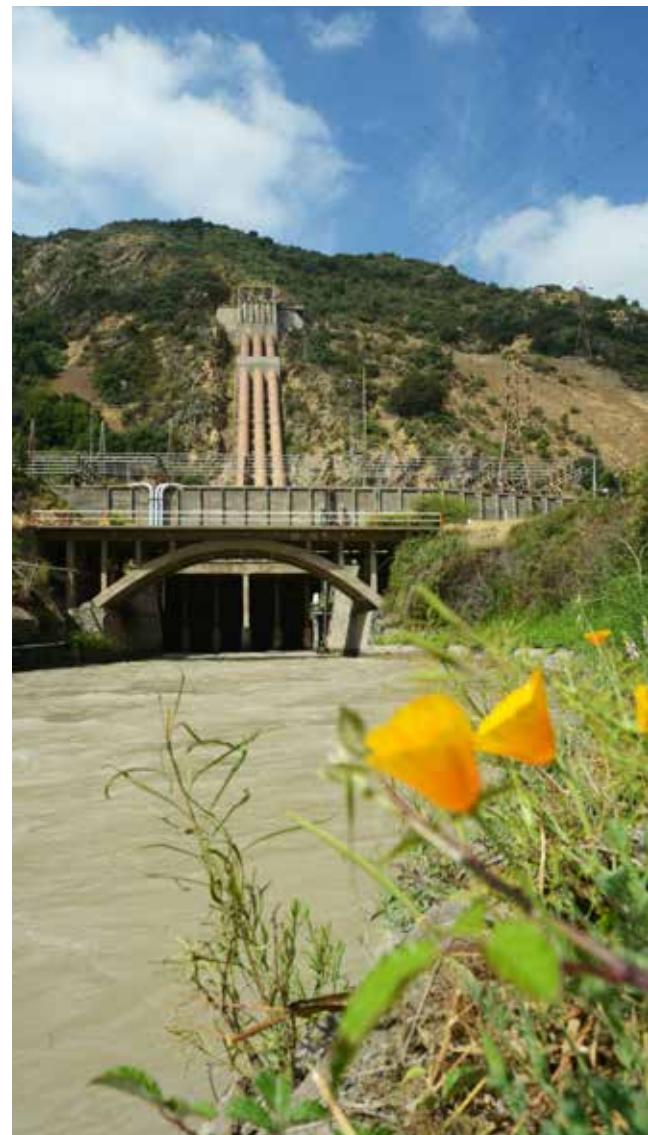
Luca Noviello

Ingeniero Mecánico
Università degli Studi di Roma La Sapienza
Magíster en Economía y Gestión de las Fuentes Energéticas
LUISS Scuola di Management
AIEE Associazione Italiana Economisti dell'Energia
Pasaporte: YA6877260
A partir del 27.04.2016

Enel Generación Chile es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, elegidos en la Junta de Accionistas. Los directores se desempeñan por tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El Directorio está conformado por los señores:

- > Jorge Atton Palma
- > Francesco Buresti
- > Enrique Cibié Bluth
- > Giuseppe Conti
- > Mauro Di Carlo
- > Francesco Giorgianni
- > Umberto Magrini
- > Luca Noviello
- > Julio Pellegrini Vial

En caso de muerte, renuncia, quiebra, incompatibilidades o limitaciones de cargos u otra imposibilidad que incapacite a un director para desempeñar sus funciones o lo haga cesar en ellas, deberá procederse a la renovación total del Directorio en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas que deba celebrar la sociedad, y en el intertanto el Directorio podrá nombrar un reemplazante.



Remuneración del Directorio y Comité de Directores

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, corresponde a la Junta Ordinaria de Accionistas determinar, tanto las remuneraciones del Directorio como del Comité de Directores.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante el año 2016 fue de \$ 417 millones y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas. La compañía no considera planes de incentivo para su Directorio.

Remuneraciones del Directorio percibidas en 2016 (miles de pesos)

Nombre Del Director	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución fija comité	Comité de Directores	Total
Guiseppe Conti ⁽¹⁾	Presidente	-	-	-	-	-
Francesco Giorgianni ⁽¹⁾	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Francesco Buresti ⁽¹⁾	Director	-	-	-	-	-
Mauro Di Carlo ⁽¹⁾	Director	-	-	-	-	-
Umberto Magrini ⁽¹⁾	Director	-	-	-	-	-
Luca Noviello ⁽¹⁾	Director	-	-	-	-	-
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	\$ 17.932	\$ 10.812	-	-	\$ 28.744
Felipe Lamarca Claro	Director	\$ 17.932	\$ 10.812	\$ 4.474	\$ 2.160	\$ 35.378
Enrique Cibié Bluth	Director	\$ 54.368	\$ 43.734	\$ 18.126	\$ 11.670	\$ 127.898
Jorge Atton Palma	Director	\$ 54.368	\$ 43.734	\$ 18.126	\$ 11.670	\$ 127.899
Julio Pellegrini Vial	Director	\$ 40.943	\$ 32.922	\$ 13.652	\$ 9.510	\$ 97.027
Total		\$ 185.543	\$ 142.013	\$ 54.379	\$ 35.009	\$ 416.945

(1) Los señores Guiseppe Conti, Francesco Giorgianni, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini, Luca Noviello, renunciaron al pago de compensación por sus posiciones actuales como directivos de la compañía.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante 2015 fue de \$480 millones y se detalla en la siguiente tabla:

Remuneraciones del Directorio percibidas en 2015 (miles de pesos)

Nombre Del Director	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Variable	Comité de Directores	Total
Enrico Viale ⁽¹⁾	Presidente	-	-	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya ⁽¹⁾	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Vittorio Vagliasindi ⁽¹⁾	Director	-	-	-	-	-
Francesco Buresti ⁽¹⁾	Director	-	-	-	-	-
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	\$ 45.121	\$ 46.311	-	-	\$ 91.432
Alfredo Arahuetes García ⁽²⁾	Director	\$ 9.944	\$ 8.122	-	-	\$ 18.065
Susana Carey Claro ⁽²⁾	Director	\$ 9.944	\$ 8.122	-	\$ 7.336	\$ 25.402
Felipe Lamarca Claro	Director	\$ 45.121	\$ 46.311	-	\$ 32.038	\$ 123.469
Enrique Cibié Bluth	Director	\$ 45.121	\$ 46.311	-	\$ 32.038	\$ 123.469
Jorge Atton Palma	Director	\$ 35.177	\$ 38.189	-	\$ 24.454	\$ 97.820
Francesca Gostinelli ⁽¹⁾	Director	-	-	-	-	-
Total		\$ 190.428	\$ 193.364	-	\$ 95.866	\$ 479.657

(1) Los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Francesca Gostinelli, Vittorio Vagliasindi y Francesco Buresti, renunciaron al pago de compensación por sus posiciones actuales como directivos de la compañía.

(2) La señora Susana Carey y el señor Alfredo Arahuetes ejercieron su cargo como Director hasta el 27 de abril de 2015.

Planes de incentivo

La compañía no contempla planes de incentivo para los directores.

Gastos en asesoría

Durante 2016, el Directorio realizó gastos adicionales en asesorías externas ascendentes a US\$ 180.000.

Diversidad en el Directorio

Número de personas por género

	Enel Generación Chile
Femenino	0
Masculino	9
Total general	9

Número de personas por nacionalidad

	Enel Generación Chile
Italiana	6
Chilena	3
Total general	9

Número de personas por rango de edad

	Enel Generación Chile
Entre 41 y 50 años	4
Entre 51 y 60 años	3
Entre 61 y 70 años	2
Total general	9

Número de personas por antigüedad

	Enel Generación Chile
Menos de 3 años	6
Entre 3 y 6 años	3
Total general	9

Propiedad sobre Enel Generación Chile

Al 31 de diciembre del 2016, según el registro de accionistas, ninguno de los directores vigentes presentaba propiedad sobre la compañía.

Comité de Directores

En la sesión extraordinaria de Directorio de Enel Generación Chile, de fecha 27 de abril de 2016, se eligió como integrantes del Comité de Directores de Enel Generación Chile a los señores Julio Pellegrini Vial, Jorge Atton Palma y Enrique Cibié Bluth. El director señor Enrique Cibié fue elegido como Presidente del Comité y como Experto Financiero del mismo, esto último para los efectos de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América.

Todos los integrantes del Comité de Directores son directo-

res independientes de conformidad a lo dispuesto en la Ley de Sociedades Anónimas.

Informe Anual de Gestión del Comité de Directores

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, modificado por la Ley N° 20.382, publicada en el Diario Oficial con fecha 20 de octubre de 2009, se presenta en el siguiente Informe las actividades que ha desarrollado el Comité de Directores de Enel Generación Chile S.A. (antes denominada Empresa Nacional de Electricidad S.A.) en su gestión anual y los gastos incurridos en el ejercicio 2016, incluyendo actividades hasta el día 25 de enero de 2017.

Conformación del Comité. En la sesión ordinaria de Directorio de Enel Generación Chile, de fecha 27 de abril de 2016, se eligió como integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. a los señores Julio Pellegrini Vial, Jorge Atton Palma y Enrique Cibié Bluth. El director señor Enrique Cibié Bluth fue elegido como Presidente del Comité y como Experto Financiero del mismo, esto último para los efectos de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América.

Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas.

Durante el ejercicio 2016, el Comité de Directores sesionó en 16 oportunidades, 12 de ellas de carácter ordinarias y las 4 restantes extraordinarias, procediendo a examinar las operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas y, en general, a pronunciarse acerca de las materias a que se refiere el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, informando sobre sus acuerdos al Directorio de la compañía. Adicionalmente, el Comité de Directores se pronunció, cuando fue requerido, respecto de los servicios de los auditores externos distintos de los servicios regulares de auditoría y las denuncias derivadas del Canal Ético de la Compañía.

Se hace presente que el Comité, en sesión extraordinaria celebrada con fecha 25 de mayo de 2016 acordó designar como evaluador independiente a la sociedad Asesorías Tyndall Limitada, para que asistiera a los miembros del Comité de Directores en la operación de análisis y revisión de los términos y condiciones de un Acuerdo Marco con EGP para Energías Renovables No Convencionales en Chile. El 27 de diciembre de 2016, el Comité recibió el Informe de Asesorías Tyndall, relativo al Acuer-

do Marco con Enel Green Power por las ERNC para Chile. El Comité revisó dicho informe y emitió una opinión que fue entregada el 18 Enero de 2017 al directorio.

El Comité de Directores acordó proponer al Directorio y a la Junta Ordinaria de Accionistas la designación de KPMG Auditores Consultores Limitada como auditores externos de la Compañía, como primera opción, en cumplimiento a lo dispuesto en el Oficio Circular N° 718 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Asimismo el Comité aprobó el presupuesto para los honorarios de los auditores externos para el ejercicio 2016, y aprobó los honorarios por los servicios verificados en el año 2015.

En sus respectivas oportunidades, el Comité de Directores procedió a analizar los estados financieros trimestrales y anuales de la Compañía y el informe de los auditores externos y de los inspectores de cuentas. Adicionalmente, KPMG Auditores Consultores Limitada, procedieron a presentar al Comité de Directores el Plan de Auditoría Anual y a dar a conocer el Informe de la Sección 404 de la Ley Sarbanes Oxley sobre Control Interno de la Compañía.

Al Comité de Directores le tocó pronunciarse también respecto del documento 20-F y autorizar la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos, lo que ocurrió en la sesión ordinaria celebrada con fecha 28 de abril de 2016.

En el ejercicio 2016, el Comité de Directores analizó e informó favorablemente al Directorio las condiciones de mercado de las siguientes operaciones entre partes relacionadas:

1. Cesión de adquisición de derechos de certificados de ERNC desde Enel Generación Chile a sus filiales Pehuenche, CELTA y GasAtacama.
2. Contratos de cuenta corriente mercantil entre Enel Generación Chile y Enel Chile S.A., y Enel Generación Chile y sus filiales Pehuenche, Celta y GasAtacama Chile.
3. Compra de un embarque de GNL a Endesa Energía, en modalidad spot a través del Contrato "Master Agreement" suscrito entre Endesa Energía y GNL Chile.
4. Contratos intercompañías con Enel Américas, los cuales regulan los términos y condiciones en lo que Enel Generación Chile prestará los servicios de Relaciones con el Inversionista, Legal y Top Management.
5. Compra de un embarque de GNL a Endesa Energía, en modalidad spot a través del Contrato "Master Agreement" suscrito entre Endesa Energía y GNL Chile.
6. Contribución en favor de la Fundación San Ignacio del Huinay.
7. Mandato recíproco para que Celta y Enel Generación Chile puedan participar en otros sistemas eléctricos.
8. La extensión del plazo, hasta el 31 de Diciembre de 2016, para el cumplimiento de la condición resolutoria convenida en el acuerdo celebrado con fecha 19 de diciembre de 2014 entre Enel Generación Chile y la filial de EGP, Parque Eólico Renaico SpA.
9. La cesión temporal a Enel Generación Chile del contrato de transporte entre Celta y Electrogas, con las prórrogas automáticas que sean necesarias para el desarrollo del negocio, incluido el acuerdo de reversibilidad suscrito entre las mismas empresas.
10. Addendum contrato de prestación de servicios por Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. a Enel Generación Chile.
11. Un contrato con Enel Ingegneria e Ricerca SpA por los servicios de asesoría técnica para proyectos de Enel Generación Chile y Celta.
12. Contrato de Celta con Enel Generación Chile por los servicios de asesoría técnica prestados por Enel Ingegneria e Ricerca SpA.
13. Mecanismo para participar con EGP en la próxima licitación de EEDD para suministro a clientes regulados.
14. Contrato Compra Embarque Spot de GNL para Julio 2016 entre Enel Generación Chile y Enel Trade a través del Contrato "Master Agreement" con GNL Chile.
15. Compra de un embarque GNL Spot para Septiembre 2016 entre Enel Generación Chile y Enel Trade a través del Contrato "Master Agreement" con GNL Chile.
16. Venta de hasta 3 embarques GNL 2017 entre Enel Generación Chile y Enel Trade a través del Contrato "Master Agreement" suscrito entre ellas.
17. La venta de la participación de Enel Generación Chile en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. y GasAtacama S.A. a Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.
18. Addendum a contrato prestación de servicios por Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (SIEI), que considera principalmente la gestión de las necesidades informáticas y de telecomunicaciones de Enel Generación Chile.
19. Contrato marco suministro de gas entre Enel Generación Chile y GasAtacama.
20. Contrato Marco con EGP SpA y filiales por servicios de ingeniería y construcción para energías renovables.
21. Contrato venta de carbón entre CELTA y Enel Generación Chile.
22. Readecuación Contratos Servicios Intercompañía entre Enel Chile y Enel Generación Chile.

23. La extensión del plazo, hasta el 31 de Diciembre de 2017, para el cumplimiento de la condición resolutoria convenida en el acuerdo celebrado con fecha 19 de diciembre de 2014 entre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.) y la filial de EGP, Parque Eólico Renaico SpA.
24. Renovación pólizas de seguro "Todo Riesgo y Responsabilidad Civil."
25. Contratos intercompañía con Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (SIEI), relativo a licencias y servicios software.
26. Contratos de servicios compartidos con Enel Chile SA (antigua Enersis Chile) referidos a (i)sistemas y procesos; (ii) Sustentabilidad; (iii) Capital Markets y Compliance, (iv) Consolidación y Reporting, (v) y Relaciones Institucionales Chile descritos por el Gerente General.
27. Contrato marco con empresa CESI.
28. Contrato marco de servicios de ingeniería entre Enel Generación Chile S.A. y GasAtacama S.A
29. Contratos de servicios de Ingeniería por servicios de Enel Generación Chile S.A. para Enel Brasil, Fundación San Ignacio de Huinay y Emgesa.
30. Contrato Marco por servicios de Ingeniería de Enel Generación Chile S.A. para Empresa Eléctrica de Piura S.A., hoy Enel Generación Piura S.A.
31. Contrato Marco por servicios de Ingeniería de Enel Generación Chile S.A. para EDEGEL S.A.A., hoy Enel Generación Perú S.A.

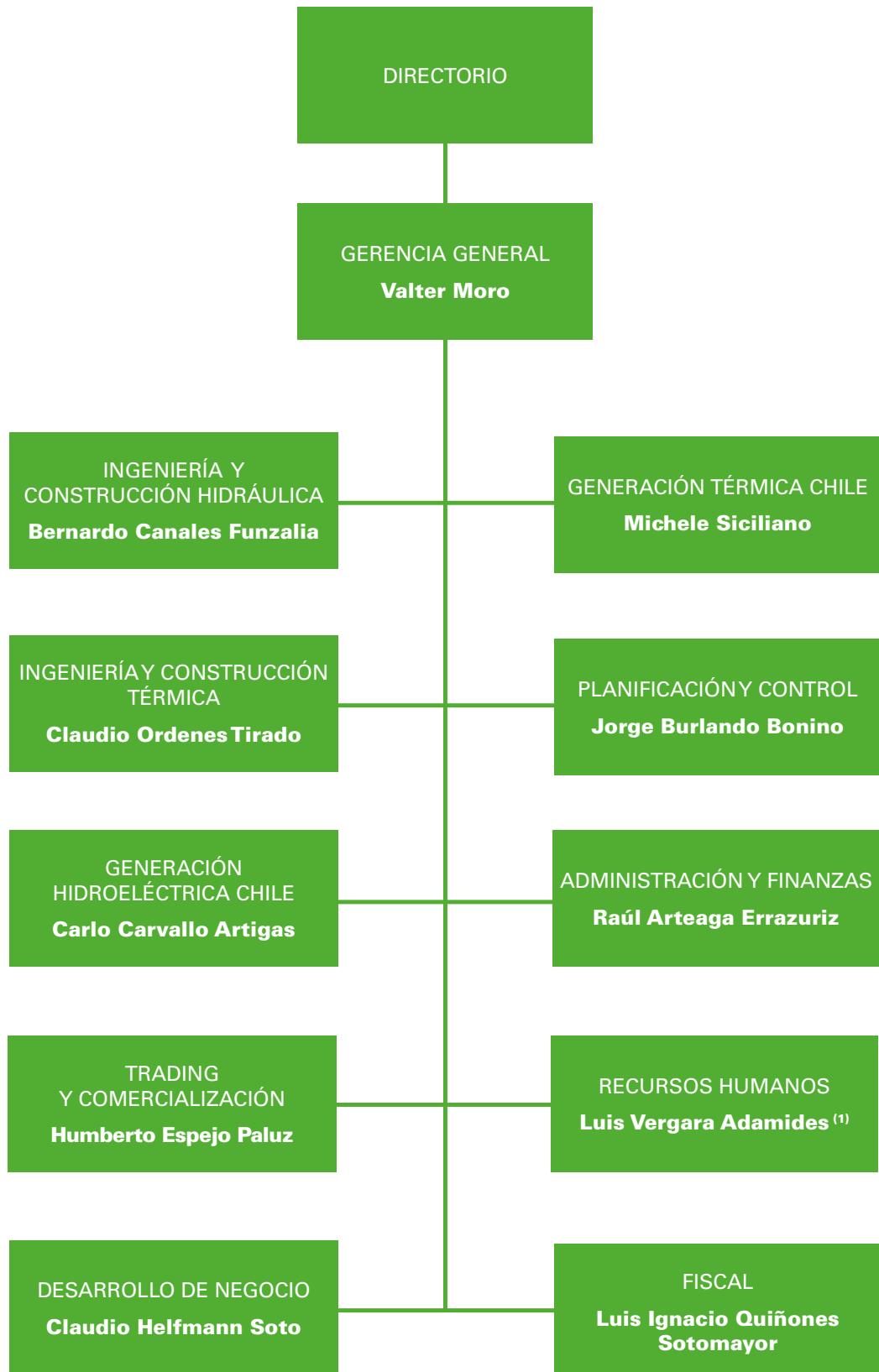
Respecto de todos los contratos y operaciones antes mencionadas, se verificaron las condiciones de mercado a través de licitaciones, solicitudes de ofertas comparables o, en su caso, observación de las condiciones de mercado relevante.

Gastos del Comité de Directores

La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile), celebrada con fecha 27 abril de 2016, acordó pagar a cada miembro del Comité de Directores una remuneración mensual, parte a todo evento ascendente a 58 UF y parte eventual de 28 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, sin límite de sesiones remuneradas; y como presupuesto anual de gastos de funcionamiento del comité y sus asesores para el presente ejercicio 2016, en la cantidad de 6.000 unidades de fomento, dejando constancia que si necesita un monto mayor por las asesorías externas, será conforme a la realidad del negocio y se recurrirá a ellas en todo caso.

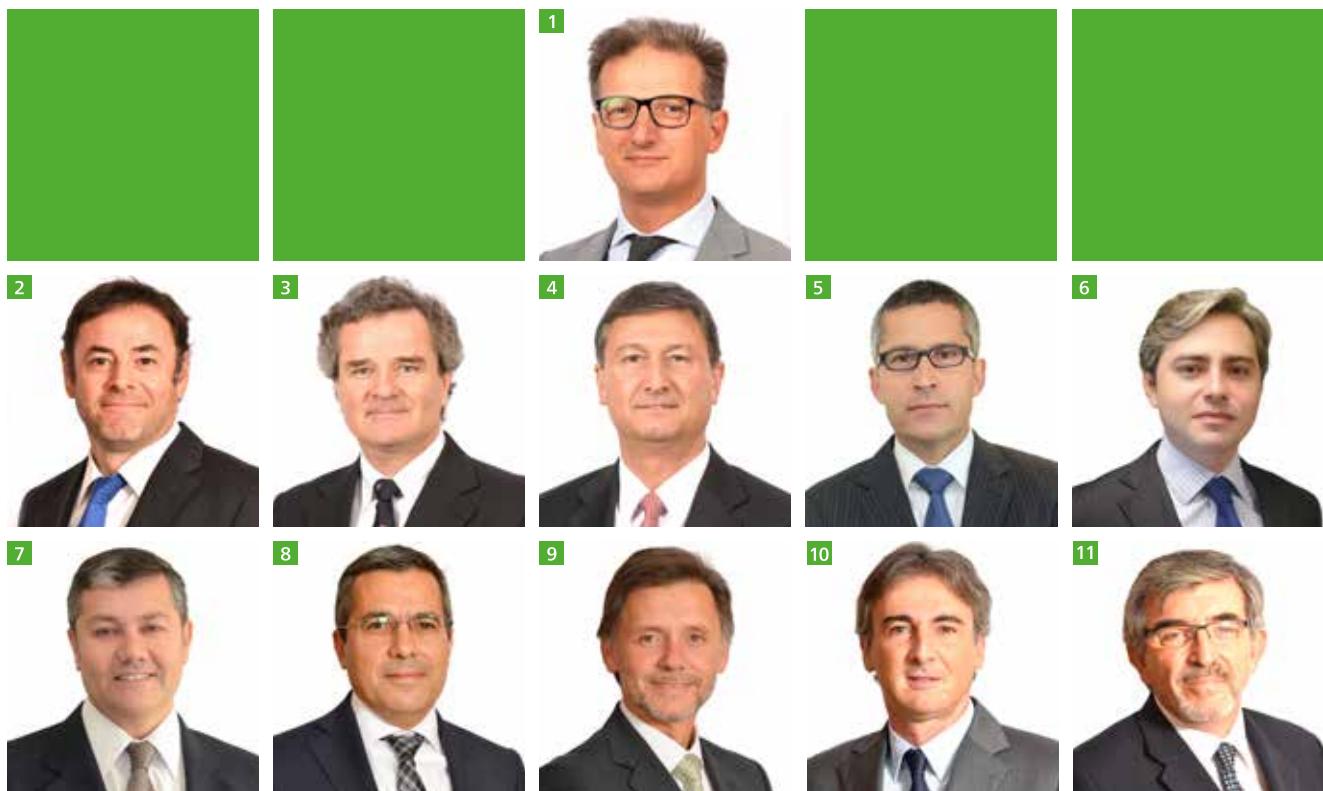
En el ejercicio 2016, el Comité de Directores efectuó gastos por la suma equivalente en pesos de US\$180.000.

Estructura organizacional



1. Luis Vergara asumió el cargo el 1 de abril de 2016, en reemplazo de Federico Polemann.

Principales Ejecutivos



1. GERENTE GENERAL

Walter Moro
Ingeniero Mecánico
Universidad Politécnica de Marche
PHD en Ingeniería Energética
Universidad Politécnica de Marche
Rut: 24.789.926-K
A partir del 01.11.2014

2. GERENTE DE RECURSOS HUMANOS

Luis Vergara Adamides
Ingeniero Civil Electrónico
Universidad Técnica Federico Santa María
MBA Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 8.586.744-K
A partir de 01.04.2016

3. FISCAL

Ignacio Quiñones Sotomayor
Abogado
Universidad Diego Portales
Rut: 7.776.718-5
A partir de 01.11.2013

4. GERENTE DE FINANZAS

Raúl Arteaga Errázuriz
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile
Rut: 7.012.475-0
A partir de 01.05.2016

5. GERENTE DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN HIDRÁULICA

Bernardo Canales Fuenzalida
Licenciado en Cs. Ingeniería Mecánica
Universidad de Chile
Diplomado en Economía
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 11.565.097-1
A partir 26.02.2015

6. GERENTE DE DESARROLLO DE NEGOCIOS

Claudio Helfmann Soto
Ingeniero Civil Industrial con mención en Ingeniería Eléctrica
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 13.191.190-4
A partir 26.02.2015

7. GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN

Humberto Espejo Paluz
Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Magíster en Ciencias de la Ingeniería
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 11.629.179-7
A partir 26.02.2015

8. GERENTE DE INGENIERÍA Y CONTRUCCIÓN TÉRMICA

Claudio Ordenes Tirado
Ingeniero Mecánico
Universidad de Santiago de Chile
Diplomado en Business Management
Universidad de Chile
Rut: 10.939.381-9
A partir 15.12.2016

9. GERENTE DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA CHILE

Carlo Carvallo Artigas
Ingeniero Civil, Universidad de Chile
Magíster (E) Gestión de Activos y Mantenimiento, UTFS
Diplomado en Economía Aplicada, Mención Recursos Naturales y Medio Ambiente, U de la Católica
Diplomado Mercado Eléctrico UDD
Rut: 8.803.928-9
A partir 15.12.2016

10. GERENTE DE GENERACIÓN TÉRMICA CHILE

Michele Siciliano
Ingeniero Mecánico
Universidad de Calabria
Rut: 25.467.930-5
A partir 15.12.2016

11. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Jorge Burlando Bonino
Ingeniero Eléctrico
Universidad de Chile
Diploma de postgrado en Evaluación de Proyectos
Universidad de Chile
Posgrado de Comercialización de Petróleo y Gas Natural
Instituto Tecnológico de Buenos Aires
Rut: 07.415.913-3
A partir 30.06.2016

Remuneración a los gerentes y principales ejecutivos

Durante 2016, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general y ejecutivos principales de la empresa ascendieron a \$2.671 millones de retribución fija y \$393 millones de retribución variable y beneficios.

Durante 2015, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general y ejecutivos principales de la empresa, ascendieron a \$1.582 millones de retribución fija y \$1.156 millones de retribución variable y beneficios.

Este monto incluyó tanto a gerentes y principales ejecutivos presentes, al 31 de diciembre de cada año, como a los que dejaron la empresa a lo largo del ejercicio respectivo.

Beneficios para los gerentes y principales ejecutivos

Como beneficio, la empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y su grupo familiar que se encuentre acreditado como carga familiar. Además, la empresa mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan en conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento.

En 2016, el monto fue de \$45 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

Planes de Incentivo a los gerentes y principales ejecutivos

Enel Generación Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rangos de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales

Indemnizaciones por años de servicio a los gerentes y principales ejecutivos

Respecto a indemnizaciones por años de servicio percibidas por los principales ejecutivos de la compañía, se cancelaron \$895 millones, durante 2016.

Propiedad sobre Enel Generación Chile

Al 31 de diciembre de 2016, el registro de accionistas reflejaba que el 0,00014% del total de acciones estaba a nombre del señor Raúl Pablo Arteaga Errázuriz.

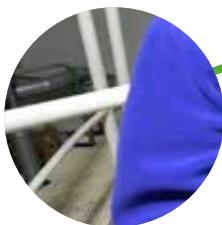
Administración de Principales Filiales

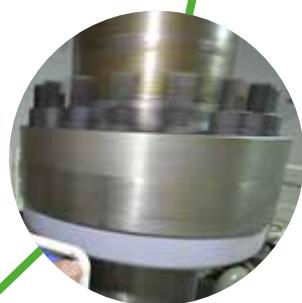
Pehuenche

Carlo Carvallo Artigas
Ingeniero Civil
Universidad de Chile

GasAtacama Chile

Valter Moro
Ingeniero Mecánico
Universidad Politécnica de Marche Italia





■ Recursos Humanos

■ Dotación de personal

En el siguiente cuadro se indica la dotación de personal activo de Enel Generación y sus filiales, al 31 de diciembre de 2016

Empresas	Gerentes y Ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Otros trabajadores	Total
Enel Generación Chile	16	742	32	790
Pehuenche	-	2	-	-
GasAtacama	2	68	21	91
Total	18	812	53	883

Diversidad en la gerencia general y demás gerencias que reportan a esta gerencia o al Directorio

Número de personas por género

Género	Enel Generación Chile	GasAtacama
Femenino	-	-
Masculino	16	2
Total general	16	2

Número de personas por nacionalidad

Nacionalidad	Enel Generación Chile	GasAtacama
Argentina	-	2
Chilena	11	-
Italiana	5	-
Total general	16	2

Número de personas por rango de edad

Rango de edad	Enel Generación Chile	GasAtacama
Menor a 30 años	-	-
Entre 30 y 40 años	-	1
Entre 41 y 50 años	8	-
Entre 51 y 60 años	8	1
Entre 61 y 70 años	-	-
Mayor a 70 años	-	-
Total general	16	2

Número de personas por antigüedad

Rango antigüedad	Enel Generación Chile	GasAtacama
Menos de 3 años	6	-
Entre 3 y 6 años	1	-
Más de 6 y menos de 9 años	-	-
Entre 9 y 12 años	-	1
Más de 12 años	9	1
Total general	16	2

Diversidad en la organización

Número de personas por género

Género	Enel Generación Chile	GasAtacama	Pehuenche
Femenino	104	8	
Masculino	670	81	2
Total general	774	89	2

Número de personas por nacionalidad

Nacionalidad	Enel Generación Chile	GasAtacama	Pehuenche
Argentina	2	24	-
Boliviana	1	-	-
Chilena	746	65	2
Colombiana	6	-	-
Española	5	-	-
Francesa	1	-	-
Italiana	10	-	-
Mexicana	1	-	-
Peruana	2	-	-
Total general	774	89	2

Número de personas por rango de edad

Rango de edad	Enel Generación Chile	GasAtacama	Pehuenche
Menor a 30 años	26	3	-
Entre 30 y 40 años	310	22	-
Entre 41 y 50 años	249	37	1
Entre 51 y 60 años	133	25	-
Entre 61 y 70 años	54	2	1
Mayor a 70 años	2	-	-
Total general	774	89	2

Número de personas por antigüedad

Rango antigüedad	Enel Generación Chile	GasAtacama	Pehuenche
Menos de 3 años	105	8	-
Entre 3 y 6 años	158	8	-
Más de 6 y menos de 9 años	113	19	-
Entre 9 y 12 años	116	14	-
Más de 12 años	282	40	2
Total general	774	89	2

Salario medio fijo de las mujeres respecto a los hombres atendiendo a su categoría profesional

Contenidos	Chile
Directivos	0,00 %
Mandos intermedios	91,79 %
Administrativos y personal de oficina	92,6 %
Media	85,89 %

Actividades de Recursos Humanos

Relaciones laborales

En junio de 2016 se efectuó la negociación colectiva con el Sindicato Nacional, cuyo proceso se desarrolló en un marco reglado y en las fechas legales establecidas, firmando un Contrato Colectivo con una vigencia de cuatro años.

Además, se continuó con el programa de reuniones con los sindicatos, fortaleciendo el dialogo con los representantes de los trabajadores y el buen clima laboral.

Formación

El programa de capacitación 2016 de Enel Generación Chile se construyó y ejecutó sobre la base de dos principios fundamentales de gestión: En primer lugar, lograr el justo equilibrio entre las actividades formativas con foco en el desarrollo de competencias y conocimientos técnicos esenciales para el mejor desempeño de los trabajadores, así como el entrenamiento en competencias conductuales que permiten a los colaboradores aumentar sus posibilidades de desarrollo.

El segundo principio es solventar el programa de formación sobre un mecanismo de detección de necesidades que permita identificar, conjuntamente entre el colaborador y su gestor, las brechas técnicas y conductuales que es necesario cubrir, en lo que respecta a productividad individual en el puesto de trabajo, para así acceder a eventuales oportunidades de desarrollo. El sistema de detección de necesidades se denomina IDP (Itinerario Desarrollo Profesional), y tiene una implementación de dos años. Durante 2016, el 70% de los trabajadores tiene al menos una de las tres actividades declaradas en su IDP.

El desempeño de las actividades de capacitación en Enel Generación Chile, durante 2016, arroja una cobertura de

98%, lo que implica que 822 trabajadores tuvieron al menos una actividad de formación durante el año. El total de horas capacitadas fue de 41.667, lo que arroja una tasa de capacitación (horas capacitadas por cada 100 horas trabajadas) de 2,2%.

En formación técnica, que constituye el foco principal de atención en materia de capacitación dada la necesidad de actualizar conocimientos técnicos y procurar la adquisición de nuevas herramientas de gestión, el porcentaje de horas capacitadas dedicadas a este ítem alcanzó al 61%. Dentro de las actividades destacan aquellas ligadas a la gestión del conocimiento; esto es, la implementación de actividades de transferencia de conocimientos y experiencias desde trabajadores que cuentan con una mayor expertise en temas específicos hacia otros que están en proceso de desarrollo, reafirmando el compromiso de la compañía con el desarrollo, reconocimiento y difusión del conocimiento.

En materia de desarrollo de nuevas habilidades conductuales y de gestión, diversos programas se implementaron en 2016. Entre ellos, destacan los diplomados internos de Mercados Eléctricos, así como también el de Evaluación y Gestión de Proyectos, ambos impartidos por la Universidad de Chile, bajo un diseño elaborado para las necesidades de la empresa. Del mismo modo, destacan las actividades ligadas al desarrollo de habilidades de liderazgo, siendo relevante el programa de gestores que busca identificar las brechas de liderazgo para así levantar un plan de formación específico a sus necesidades individuales. Durante 2016, 42 gestores participaron de este programa.

Tal como ha sido declarado en todos los niveles y segmentos de personal en la compañía, la prevención de riesgos, la salud y en general la seguridad de las personas constituye un foco de especial relevancia y permanente atención.

Gestión de personas

Gestión de clima

Para Enel Generación Chile el clima laboral es una prioridad, ya que está en íntima relación con las personas que forman el recurso humano de la compañía. Durante septiembre y octubre se aplicó una Encuesta de Clima y Seguridad, con amplia participación. A partir de los resultados, se está elaborando un plan de acción.

La gestión de clima y el compromiso son un pilar fundamental en la estrategia de la empresa.

Durante 2016, han seguido su curso iniciativas que buscan mantener la motivación, satisfacción y el compromiso de los trabajadores, en los ejes de liderazgo, comunicación, meritocracia y desarrollo, medidas de conciliación y buenas prácticas laborales.

En relación con el liderazgo, Enel Generación Chile cuenta con un programa de fortalecimiento de gestores, con el objetivo promover y fortalecer el importante rol de las jefaturas en la generación de climas organizacionales que faciliten la satisfacción y desarrollo de sus trabajadores. "Dejando Huellas" se diseñó como un programa integral de entrenamiento de habilidades, formación y acompañamiento, y contempla la construcción de un itinerario individual para cada gestor, que considera talleres de entrenamiento de habilidades, coaching individual, acompañamiento guiado de reuniones y la creación de una red de buenas prácticas de gestión de personas.

Con el propósito de establecer un contacto permanente con los trabajadores, Enel Generación Chile ha implementado un conjunto de iniciativas de comunicación, bajo la marca de RHO Contigo, a través de las que se dan a conocer y explícan diversas temáticas de interés con foco en la gestión de personas. Para ello, se desarrolla un programa de radio semanal, un website, manuales de buenas prácticas y boletines mensuales para gestores y trabajadores, entre otras acciones.

Adicionalmente, se han realizado iniciativas de interacción con Recursos Humanos, conocidas como Interactúa. Éstas son reuniones tienen por objetivo lograr un mayor conocimiento de los empleados de las políticas y buenas prácticas que tiene la compañía, junto con conocer las necesidades que tienen para el desarrollo de su trabajo.



Para el caso de los programas que apuntan a la meritocracia y el desarrollo, la compañía cuenta con la gestión del desarrollo profesional mediante acciones de promoción por mérito y de oportunidades laborales locales y en el extranjero donde tiene presencia el Grupo. Destacó, durante 2016, el IDP "Itinerario de Desarrollo Personal", sistema de detección de necesidades de desarrollo mediante el cual los trabajadores de la empresa definen, en conjunto con su gestor, sus necesidades de desarrollo actuales y futuras, las cuales son conocidas por la unidad de formación para la elaboración del programa de formación anual.

Otra iniciativa es la entrevista "Uno a Uno". Conversaciones personalizadas que permiten profundizar la motivación y los diferentes estilos de trabajo de las personas, fortaleciendo su grado de compromiso y nivel de productividad. Además se identifican valores diferentes y necesidades específicas presentes de cada persona con el fin de satisfacer distintos modelos de desarrollo profesional existentes en la empresa.

En Enel Generación Chile la gestión del desempeño es importante como herramienta de desarrollo para los trabajadores. Para ello implementó un nuevo modelo de evaluación de comportamientos PA (Performance Appraisal) y de cumpli-

miento de objetivos. Estas evaluaciones son una herramienta esencial para el desarrollo de las personas, y son un input para actividades formativas de desarrollo, que permiten hacer crecer a los empleados mediante cursos de formación, talleres, charlas, entre otras.

Se ha continuado con el programa “Reconocernos”, que busca potenciar una cultura de reconocimiento al interior de la empresa.

En cuanto a medidas de conciliación y buenas prácticas laborales, el Grupo participó en el ranking de Mejores Empresas para Padres y Madres que Trabajan.

Esta iniciativa reconoce a las compañías con las mejores políticas en el área de la conciliación laboral y familiar y que promueven la adopción de estas prácticas entre sus trabajadores. Tiene como objetivo conocer las políticas y beneficios que se están implementando en materia de Conciliación Familia-Trabajo, pero lo más importante, en el uso y la valoración que reciben de los trabajadores. Participan padres y madres con hijos menores de 15 años, al igual que mujeres embarazadas.

En esta línea se realizó un Diagnóstico de Dinámicas Culturales de Género, enfocado a comprender las creencias, significados y valores que sustentan las relaciones y la cultura organizacional del Grupo en temas de diversidad, profundizando en la inclusión de mujeres en la organización, e identificando los facilitadores y barreras hacia la diversidad de género en la cultura de la compañía.

Medidas de conciliación y flexibilidad laboral

Como parte de las medidas de conciliación y flexibilidad, la compañía cuenta con el Programa de Teletrabajo, iniciado en 2012, y que se ha consolidado como una de las medidas más valoradas dentro de la empresa. En la actualidad, hay 22 trabajadores de Enel Generación Chile en la iniciativa, bajo la modalidad de un día a la semana trabajando desde su hogar, mejorando así la conciliación laboral y familiar junto con su calidad de vida.

Adicionalmente, se realizaron durante 2016, las siguientes iniciativas orientadas a fortalecer la calidad de vida de los trabajadores:

Programa Extensión Deporte y Cultura: programa de actividades deportivas en las instalaciones de la compañía y convenios externos, con talleres y la práctica de diferentes disciplinas y con escuelas deportivas para los hijos de los trabajadores como tenis, fútbol y patinaje. Además, están los talleres artísticos, exposiciones, paseos, excursiones familiares y otras iniciativas de extensión dedicadas al trabajador y su familia.

Varias acciones están dedicadas a los hijos de los trabajadores, tanto recreativas como educativas, como por ejemplo, los campamentos de verano e invierno, con jornadas recreativas para niños entre 6 y 15 años, que se realizan durante el primer mes del año y en período de vacaciones escolares de invierno. También, están los Talleres de capacitación en verano, dirigidos a la familia del trabajador. Otra experiencia es la Escuela de Verano de la Universidad de Chile, iniciativa destinada a mejorar el nivel académico de los adolescentes que se encuentran en enseñanza media. Como una forma de incentivar al estudio, año a año se otorga el Premio Excelencia Académica a los hijos de trabajadores que presentan un alto rendimiento en sus estudios, desde enseñanza básica a estudios superiores.

Durante 2016, se realizan varios eventos para fomentar la conciliación trabajo familia, como la Fiesta de Navidad; “Ven a mi cumpleaños”, celebración que se realiza mensualmente en el estadio corporativo para los niños hasta los 12 años; “Taller de los sentidos”, que reúne a los padres con hijos hasta los 6 años y que en base a la técnica de cuentacuentos interactúan padres e hijos en talleres de manualidades; o “Family Day”, para que los hijos de trabajadores conozcan el lugar de trabajo de sus padres.

Otros eventos son la Fiesta fin de año para todos los trabajadores; las Olimpiadas, un programa bianual en base a competencias deportivas y lúdicas en las que participan los trabajadores del grupo y que finaliza con una jornada familiar en día sábado; y el “Premio a la Trayectoria Laboral”, una celebración corporativa en que cada año se reconoce los trabajadores a contar de los veinte años de servicio.

Acciones de seguridad y salud laboral

En Enel Generación Chile la seguridad y la salud laboral son objetivos estrechamente ligados al negocio. En el proceso continuo de mejora se destaca de manera especial el liderazgo con respecto a la integración real de la seguridad y la salud laboral en todos los niveles y en todas las actividades que la empresa desarrolla, reforzando la prioridad de la misma en la gestión empresarial por su importancia estratégica. En el ámbito del liderazgo, se acentúa la participación activa de los diferentes estamentos de la empresa en el control de los riesgos de los trabajadores en sus diferentes actividades, a través de la revisión de la gestión preventiva en los Comités de Seguridad, revisión de las condiciones de seguridad en terreno, a través de los programas de Safety Walks, ECoS (Extra cheking on site), One Safety, ISI (Intrinsic Safety Index) y Stop Works, planes de formación en prevención de riesgos y campañas de seguridad. También se han implementado innovaciones que han permitido dotar a los trabajadores expuestos a riesgo de equipos tales como ropa ignífuga, caretas faciales de protección contra el arco eléctrico, sistemas de trabajo en altura y elementos con elevados estándares de seguridad que garanticen la máxima protección. Con el objetivo de alcanzar la meta cero accidentes, se han establecido alianzas de seguridad con las empresas contratistas, con el objeto de homologar las mejores prácticas en este ámbito, entre las que destaca One Safety.



Programas destacados

Difusión y promoción de salud 2016

Su objetivo es proporcionar, educar y formar a los trabajadores a través de actividades que fomenten la calidad de vida, mediante acciones de difusión masiva a través de afiches, material gráfico e información enviada a través del mail, denominada “Consejos que dan vida”. Dentro de los tópicos de cada mes se encuentran:

Marzo: Campaña anti estrés: Con recomendaciones prácticas para eliminar sus causas.

Abrial: Campaña de inmunización: Invitación masiva a vacunación para prevenir la gripe estacional.

Mayo: Campaña antitabaco: Consejos para prevenir el consumo de tabaco.

Junio: Campaña cáncer de próstata y cervicouterino: Consejos para la detección a través de la invitación al examen preventivo anual.

Julio: Campaña de prevención de contagios virales y enfermedades respiratorias: Recomendaciones para prevenir sus contagios.

Agosto: Campaña cuidado del corazón: Recomendaciones prácticas para su cuidado.

Septiembre: Campaña cáncer de colon y cáncer gástrico: Recomendaciones para la detección oportuna de estas enfermedades a través del examen preventivo.

Octubre: Campaña prevención del cáncer de mama: Invitación a participar de la prevención de esta enfermedad a través de la detección precoz.

Noviembre: Campaña potencia tu energía: Recomendaciones sobre alimentación para mejorar la calidad de vida.

Diciembre: Campaña cuida tu piel todo el año: Consejos para el cuidado de la piel ante la radiación ultravioleta y otros agentes.



Programas de seguridad laboral aplicado 2016

Su objetivo es aplicar una planificación preventiva para mantener el control de los riesgos en las actividades de Mantenimiento Mayor de las centrales, específicamente inscribe a la finalidad de desarrollar acciones e implementar estándares de Prevención de Riesgos que eviten la ocurrencia de accidentes.

Manual de estándares de seguridad y salud laboral

Su objetivo es establecer las disposiciones de Seguridad y Salud Laboral por las que se deben regir las empresas contratistas y subcontratistas que prestan servicios en las instalaciones de Enel Generación Chile. Las disposiciones de Seguridad y Salud Laboral contenidas en este documento son de cumplimiento obligatorio.

Programa inmunizaciones

La inmunización en los trabajadores Enel Generación Chile es una medida preventiva orientada a todos los trabajadores de la compañía, con el objetivo de prevenir la aparición de enfermedades de recurrente contagio masivo.

La vacuna Influenza Estacional, Trivalente: Se entregan en el primer trimestre del año, previniendo el brote que se inicia a principios de junio.

Programa de riesgo cardiovascular

Se enmarca dentro del cuidado de los trabajadores con Riesgo Cardiovascular según resultados de exámenes preventivos, con el objetivo de proporcionar herramientas para el cuidado de la salud, a través de acondicionamiento físico específico y evaluaciones nutricionales de control.

Programa exámenes preventivos

Su objetivo es realizar evaluaciones médicas periódicas a los trabajadores para detectar, de manera precoz, alteraciones o patologías con daño potencial de su salud. Esta iniciativa va dirigida a todos los trabajadores de la compañía y se lleva a cabo a través de un protocolo definido según género y edad.

Campañas de seguridad

Se desarrolló la semana de la seguridad en abril y noviembre de 2016, con la finalidad de dar a conocer y reforzar las acciones preventivas para evitar la ocurrencia de accidentes laborales. Destaca dentro del listado de capacitaciones realizadas con organismos externos certificados, la conducción de vehículos 4x4 y manejo a la defensiva, las cuales buscan desarrollar conciencia y entregar fundamentos teórico-técnicos fundamentales para cada uno de los trabajadores que utilizan vehículos, asimismo se destaca la adquisición de equipamiento para dichos vehículos (cadenas para la nieve, botiquines, neblineros y cambio de neumáticos).

Reclutamiento y selección

Para Enel Generación Chile, el principal objetivo es incorporar a las mejores personas para los cargos vacantes, siendo nuestro principio rector el privilegiar, en primera instancia, a los candidatos internos.

Cobertura de vacantes

Durante 2016, se generaron un total de 55 vacantes, de las cuales 53% corresponde a coberturas mediante modalidad interna de las cuales 3% corresponde a concursos internos ganados por mujeres, considerando la realización de concursos internos de ámbito local e internacional. Asimismo, de la fuerza laboral externa que ingresó en 2016 (47% de todas las vacantes corresponde a modalidad externa), 4% corresponde a procesos externos ganados por mujeres.

Programa de prácticas y atracción de talento joven

Un proyecto destacable en términos de generación de nuevas fuentes de reclutamiento es la incorporación, como practicantes y memoristas de aquellos futuros jóvenes profesionales de las mejores universidades del país, a los que se les brinda la oportunidad de consolidar un aprendizaje gradual de la complejidad y estilo de Enel Generación Chile, logrando, por tanto, la disponibilidad de fuentes de reclutamiento cercanas y de relativo rápido acceso, tanto por la posibilidad de contar con referencias y evaluaciones directas de aquellos alumnos que destaquen y que puedan calzar no sólo con las competencias técnicas sino que también con los valores asociados a la compañía y, adicionalmente, mar-

car presencia constante en las principales casas de estudios del país. Este programa se realiza de manera permanente, siendo el peak de ingresos durante el verano, y contabilizando para el periodo 2016 un total de 95 alumnos.

Para generar lazos con universidades y atraer a los mejores alumnos, durante 2016, Enel Generación Chile participó en las ferias Laboral de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile, Empresarial de la Universidad de Chile y en la Laboral de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Católica de Chile. El stand de la compañía recibió a estudiantes de las carreras de ingeniería civil industrial, ingeniería civil eléctrica e ingeniería comercial.

Diversidad e inclusión

Para Enel Generación Chile contar con equipos de trabajo diversos y cultivar un ambiente laboral inclusivo es esencial, traduciéndose esto en la búsqueda permanente de nuevas formas que permitan la sensibilización y faciliten la construcción de una fuerza laboral diversa y un ambiente laboral en el cual se respeten y valoren las diferencias individuales. El programa Entrada de la compañía busca incorporar alumnos practicantes de carreras técnicas y profesionales, en situación de discapacidad física, a través de alianzas de trabajo con distintas fundaciones y con el Ministerio de Educación.

En la línea con el fomento a la diversidad en todos sus ámbitos y contribución en la generación de alternativas de desarrollo, destacó la creciente participación de mujeres en concursos internos de la compañía, promoviendo, de modo gradual, el empoderamiento y liderazgo femenino. Cabe destacar que del total de ingresos externos, 5% correspondió a mujeres.

Dentro de la óptica de mejora continua, este año se realizó seguimiento a los nuevos ingresos a través de una entrevista personalizada al cumplir seis meses en la empresa.





■ Transacciones Bursátiles

■ Transacciones bursátiles

Durante 2016, en la Bolsa de Comercio de Santiago se transaron 1.036,8 millones de acciones por un valor de \$662.116 millones. A su vez, en la Bolsa Electrónica de Chile se transaron 90,1 millones de acciones por un valor de \$59.182 millones. Finalmente, en la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron 320.453 acciones por un valor de \$163,4 millones.

La acción de Enel Generación Chile cerró en 2016 con un precio de \$441,93 en la Bolsa de Comercio de Santiago, \$434,00 en la Bolsa Electrónica y \$425,00 en la Bolsa de Valores de Valparaíso.

Bolsa de Comercio de Santiago

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2014	258.767.437	195.552.407.329	754,30
2do trimestre 2014	246.409.824	202.030.498.763	820,01
3er trimestre 2014	228.759.297	202.446.139.441	884,67
4to trimestre 2014	238.910.773	212.554.142.702	891,64
1er trimestre 2015	201.733.273	186.445.052.457	924,11
2do trimestre 2015	268.980.813	251.504.812.678	933,42
3er trimestre 2015	247.884.649	215.248.572.236	866,15
4to trimestre 2015	290.618.546	248.121.641.665	853,70
1er trimestre 2016	272.039.800	246.948.368.603	907,77
2do trimestre 2016 (*)	252.259.040	170.016.852.541	673,98
3er trimestre 2016 (*)	209.816.456	113.756.072.891	542,17
4to trimestre 2016 (*)	302.724.133	131.395.213.626	434,04

(*) Cambio en precio de la acción incluye efecto por división de la compañía desde 21 de abril de 2016.

Bolsa Electrónica de Chile

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2014	27.871.044	21.201.400.932	747,71
2do trimestre 2014	37.004.033	30.242.504.418	815,37
3er trimestre 2014	33.761.571	29.965.057.984	882,87
4to trimestre 2014	35.837.072	31.800.485.067	894,23
1er trimestre 2015	16.682.624	15.449.270.240	921,57
2do trimestre 2015	23.408.819	21.884.682.321	934,70
3er trimestre 2015	20.107.706	17.527.318.738	869,36
4to trimestre 2015	10.672.293	9.090.770.381	848,71
1er trimestre 2016	23.445.710	21.335.113.418	909,98
2do trimestre 2016 (*)	25.752.631	17.133.052.059	665,29
3er trimestre 2016 (*)	19.969.754	11.418.261.103	571,78
4to trimestre 2016 (*)	20.946.310	9.296.251.809	443,81

(*) Cambio en precio de la acción incluye efecto por división de la compañía desde 21 de abril de 2016.

Bolsa de Valores de Valparaíso

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2014	4.420	3.332.680	754,00
2do trimestre 2014	no registra movimientos	0	0,00
3er trimestre 2014	1.200	1.017.600	848,00
4to trimestre 2014	15.021	13.497.038	898,54
1er trimestre 2015	no registra movimientos	0	0
2do trimestre 2015	52	49.192	946,00
3er trimestre 2015	0	0	0
4to trimestre 2015	2.000	1.680.400	840,20
1er trimestre 2016	359	332.075	925,00
2do trimestre 2016 (*)	36.020	21.923.941	608,66
3er trimestre 2016 (*)	31.707	137.491.436	433,63
4to trimestre 2016 (*)	9.121	3.876.425	425,00

(*) Cambio en precio de la acción incluye efecto por división de la compañía desde 21 de abril de 2016.

En Estados Unidos se transaron 39,2 millones de ADS por un valor total de US\$ 993,3 millones. Un ADS representa actualmente 30 acciones de Enel Generación Chile. El precio del ADS de Enel Generación Chile cerró el ejercicio en US\$19,44.

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Trimestre	Unidades transadas (número de ADS)	Monto transado (US\$)	Precio promedio del ADS (US\$)
1er trimestre 2014	7.527.111	307.155.539	40,83
2do trimestre 2014	5.809.269	256.556.424	44,24
3er trimestre 2014	5.305.092	243.722.019	45,92
4to trimestre 2014	6.132.226	274.220.177	44,88
1er trimestre 2015	4.548.130	202.131.937	44,42
2do trimestre 2015	6.967.163	317.082.107	45,21
3er trimestre 2015	8.232.748	320.146.178	38,59
4to trimestre 2015	7.665.071	280.573.904	36,68
1er trimestre 2016	11.711.161	319.275.606	27,00
2do trimestre 2016 (*)	12.407.882	338.022.164	27,06
3er trimestre 2016 (*)	7.698.444	187.359.904	24,46
4to trimestre 2016 (*)	7.481.035	148.674.315	19,80

(*) Cambio en precio de la acción incluye efecto por división de la compañía desde 27 de abril de 2016.

Información de mercado

El panorama económico mundial para 2016 mostró un crecimiento muy moderado, en línea con las estimaciones de mercado y evidenciando una ligera recuperación o estabilización de las economías emergentes. En particular, las elecciones en Estados Unidos han abierto con mayor énfasis la posibilidad de una política fiscal más activa por parte de este país y con ello, menores expectativas de inflación, lo que a la larga tiende a fortalecer el dólar y, paralelamente, limita las perspectivas de crecimiento económico para Latinoamérica. De forma similar, la decisión de Gran Bretaña para salir de la Unión Europea, conjugada además con un débil desempeño de economías relevantes como China y Brasil han generado una alta volatilidad en los mercados. No obstante, las condiciones financieras para las economías emergentes de la región se han ajustado, aunque siguen siendo positivas desde una perspectiva histórica.

En el caso de Chile, el Índice Selectivo de Precios de Acciones, IPSA, indicador que agrupa a las 40 principales acciones transadas en Chile¹, cerró 2016 con alza de 14,6%.

Este desempeño es explicado en parte por una reasignación de portafolios, en un contexto de mayor apetito por activos de mercados maduros, derivando en una salida de capitales desde el mundo emergente hacia instrumentos de renta variable en el mundo desarrollado. Lo anterior explicaría el flujo de regreso a Estados Unidos dadas las mejores expectativas para el mercado americano, como resultado de las reformas que pueda impulsar la nueva administración elegida en noviembre de 2016, en beneficio de esa economía.

Durante 2016, los títulos de Enel Generación Chile evidenciaron una baja de 47,73%, lo que es en medida explicado por la reestructuración societaria que, a partir del 21 de abril 2016, traspasó los activos latinoamericanos a una nueva compañía, transándose por medio de Enel Generación Chile, sólo los activos chilenos. No obstante lo anterior, si se considera un análisis proforma, incorporando el valor de los activos que fueron posteriormente traspasados a Enel Américas, como consecuencia de la Reorganización, la acción

valdría \$737 a diciembre 2016, con una rentabilidad anual de -12,86%. (2).

En esta línea, la disminución de valor de la acción de Enel Generación Chile ha sido de 27,9% desde el 21 de abril 2016, evidenciando un impacto negativo explicado en parte por un escenario de hidrología seca y por las nuevas perspectivas para la industria, específicamente tras la última licitación eléctrica finalizada en agosto 2016.

Respecto de la variación acumulada del valor para 2015 y 2016, y para efectos de una adecuada comparación, se considera la evolución del precio para 2015 (-3,1%), la evolución desde el primer día hábil de 2016 hasta el 20 de abril (3,8%); y luego, la evolución desde el 21 de abril al 30 de diciembre 2016 (-27,9%). De esa forma, la variación acumulada del precio de las acciones de Enel Generación Chile para 2015 y 2016, representa una disminución del 27,3% mientras que el IPSA, medido de la misma forma, presentó un aumento de 9,7%. Lo anterior, nuevamente es explicado en gran medida por las negativas perspectivas para la industria como consecuencia de un escenario de hidrología seca, de los resultados de la última licitación eléctrica, y de un bajo crecimiento de la demanda eléctrica.

Por otra parte, pese a la devaluación del peso chileno frente al dólar americano, los ADR's de Enel Generación Chile presentaron una disminución de 45,2% en la Bolsa de Comercio de Nueva York, durante 2016. Ahora bien, la disminución de valor de la acción del ADR de Enel Generación Chile ha sido de 27,6% desde el 27 de abril 2016, fecha en que se hizo efectiva la reestructuración de los activos de la compañía para los ADR que se transan en la bolsa estadounidense.

Para una adecuada comparación y de forma similar al análisis anterior, se considera la evolución del precio del ADR para 2015 (-17,6%), la evolución desde el primer día hábil de 2016, hasta el 26 de abril (9,4%); y luego, la evolución desde el 27 de abril al 30 de diciembre 2016 (-27,6%). De esa forma, la variación acumulada del precio de los ADR de Enel Generación Chile para 2015 y 2016 representa una disminución de 35,8%.

¹ De forma excepcional, el IPSA durante el 2016 agrupó 43 acciones. Este número se ajustó en 2017, agrupando nuevamente 40 acciones.

² Fuente: Bloomberg. La acción de Endesa Américas fue convertida a 2.8 acciones de Enel Américas.

Bolsa de Comercio de Santiago

La siguiente tabla muestra la variación de la acción de Enel Generación Chile y del Índice Selectivo de Precios de Acciones (IPSA) en el mercado local durante los últimos dos años:

Variación	2015	04-01-2016 ⁽¹⁾ - 20-04-2016	21-04-2016 - 30-12-2016	Acumulado 2015 - 2016 ⁽²⁾
Enel Generación Chile	-3,11%	3,78%	-27,92%	-27,25%
IPSA	-4,44%	10,05%	4,14%	9,74%

1 El primer día hábil de 2016 fue el 04/01/2016.

2 Para efectos de comparación, se considera la suma de las variaciones de 2015, desde 01/01/16 al 20/04/2016 y desde el 21/04/2016 al 30/12/2016.

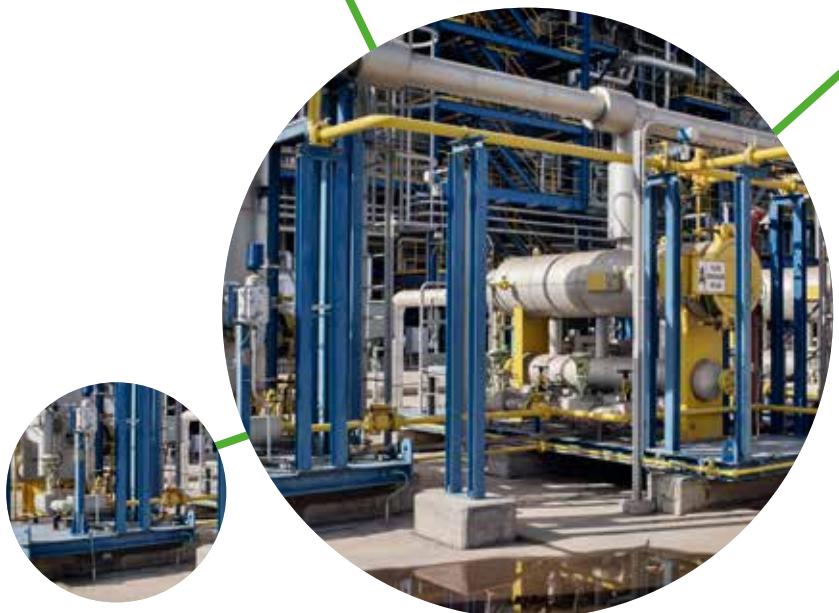
Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

La siguiente tabla muestra la variación de los ADRs de Enel Generación Chile listados en NYSE (EOCC), y de los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2015	01-04-2016 ⁽¹⁾ - 26-04-2016	27/04/2016 - 30/12/2016	Acumulado 2015 - 2016 ⁽²⁾
EOCC	-17,60%	9,40%	-27,61%	-35,81%
Dow Jones Industrial	-3,4%	4,91%	9,54%	11,05%
Dow Jones Utilities	-10,8%	11,41%	0,97%	2,19%

1 El primer día hábil de 2016 fue el 04/01/2016.

2 Para efectos de comparación, se considera la suma de las variaciones de 2015, desde 01/01/16 al 26/04/2016 y desde el 27/04/2016 al 30/12/2016.





■ Dividendos

■ Política de Dividendos de 2017

Generalidades

En cumplimiento de las disposiciones de la Circular N°687 de fecha 13 de febrero de 1987 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), a continuación se expone a los señores accionistas la Política de Dividendos del Directorio de la sociedad.

Política de Dividendos

El Directorio, por la unanimidad de sus miembros, acordó proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, la Política de Dividendos que el Directorio espera cumplir con cargo al ejercicio 2017, la que será la de repartir como dividendo provisario un 15% de la utilidad al 30 de septiembre del 2017, según muestren los Estados Financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2018. El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2017.

El Directorio propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2018, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 55% de las utilidades del ejercicio 2017. El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

Procedimiento para el pago de Dividendos

Para el pago de dividendos, sean provisorios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Enel Generación Chile contempla las modalidades que se indican a continuación:

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista.
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista.
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas.

4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Enel Generación Chile o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país.

Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por el Depósito Central de Valores (DCV) Registros S.A., para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de cambiarla y registre una nueva opción.

A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N°4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., ellos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enel Generación Chile podrá solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N°4 antes señalado.

Por otra parte, la compañía ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendos, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Enel Generación Chile.

■ Política de Dividendos de 2016

Generalidades

En cumplimiento de las disposiciones de la Circular N° 687 de fecha 13 de febrero de 1987 de la Superintendencia de Valores y Seguros, a continuación se expone a los señores accionistas la política de dividendos del directorio de la sociedad.

Política de Dividendos

El Directorio, acordó repartir como dividendo provisorio un 15% de la utilidad al 30 de septiembre del 2016, según los estados financieros a dicha fecha, pagado el 27 de enero del 2017. El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2017. El Directorio propondrá a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2016, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2016. El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

Procedimiento para el Pago de Dividendos correspondientes al ejercicio 2015 de Enel Generación Chile

Para el pago de dividendos, sean provisorios o definitivos, y con el objeto de evitar el cobro indebido de los mismos, Enel Generación Chile contempla las modalidades que se indican a continuación:

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista.
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista.
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas.
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Enel Generación Chile o en el ban-

co y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país.

Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de cambiarla y registre una nueva opción.

A los accionistas que no tengan registrada una modalidad de pago, se les pagará de acuerdo a la modalidad N° 4 arriba señalada.

En aquellos casos en que los cheques o vales vista sean devueltos por el correo a DCV Registros S.A., ellos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enel Generación Chile podrá solicitar, por razones de seguridad, la verificación de ellas por parte de los bancos correspondientes. Si las cuentas indicadas por los accionistas son objetadas, ya sea en un proceso previo de verificación o por cualquier otra causa, el dividendo será pagado según la modalidad indicada en el punto N° 4 antes señalado.

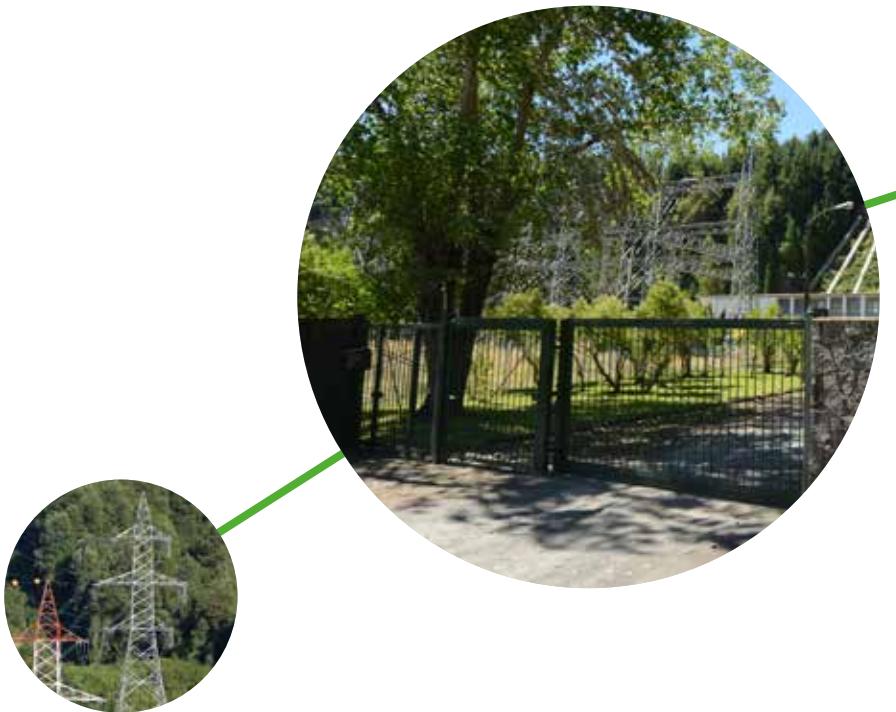
Por otra parte, la Compañía ha adoptado y continuará adoptando en el futuro todas las medidas de seguridad necesarias que requiere el proceso de pago de dividendos, de modo de resguardar los intereses tanto de los accionistas como de Enel Generación Chile.

Utilidad Distribuible del ejercicio 2016

Millones de pesos	2016
Utilidad del ejercicio atribuible a la sociedad dominante	\$ 472.558
Utilidad distribuible	\$ 472.558

Dividendos distribuidos

Nº dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio	Dividendo anual	% de las utilidades
46	Definitivo	06/05/09	12/05/09	15,93300	2008	21,2842	40%
47	Provisorio	10/12/09	16/12/09	9,31235	2009		
48	Definitivo	28/04/10	05/05/10	17,53050	2009	26,8429	35%
49	Provisorio	20/01/11	26/01/11	6,42895	2010		
50	Definitivo	05/05/11	11/05/11	26,09798	2010	32,5269	50%
51	Provisorio	13/01/12	19/01/12	5,08439	2011		
52	Definitivo	11/05/12	17/05/12	22,15820	2011	27,2426	50%
53	Provisorio	18/01/13	24/01/13	3,04265	2012		
54	Definitivo	03/05/13	09/05/13	11,24302	2012	14,28567	50%
55	Provisorio	25/01/14	31/01/14	3,87772	2013		
56	Definitivo	09/05/14	15/05/14	17,69856	2013	21,57628	50%
57	Provisorio	24/01/15	30/01/15	3,44046	2014		
58	Definitivo	18/05/15	25/05/15	16,95495	2014	20,39541	50%
59	Provisorio	23/01/16	29/01/16	3,55641	2015		
60	Definitivo	17/05/16	24/05/16	11,02239	2015	14,5788	50%
61	Provisorio	21/01/17	27/01/17	7,24787	2016		









Política de Inversión y Financiamiento

■ Política de Inversiones 2016

Durante 2016, la sociedad efectuó inversiones tanto directamente, como a través de filiales y coligadas, de conformidad a sus estatutos, en las siguientes áreas de inversión, indicándose en cada caso el límite máximo:

1. Generación y transmisión de energía eléctrica

Se considera como límite máximo de inversión el necesario para que la empresa pueda cumplir con el objeto principal de la sociedad (producción, transporte y suministro de energía eléctrica), con un monto máximo equivalente al 50% del patrimonio neto del balance consolidado de Enel Generación Chile, al 31 de diciembre de 2015.

2. Aportes de capital a las sociedades filiales y coligadas

Se efectuarán aportes a las filiales y coligadas para que puedan llevar a cabo los proyectos que se están desarrollando, y realizar aquellas inversiones y actividades que sean necesarias para cumplir con su respectivo objeto social.

Se considerará como límite global máximo de inversión en todas las filiales y coligadas nacionales y extranjeras para 2016, un monto equivalente al 50% del patrimonio neto del balance consolidado de Enel Generación Chile, al 31 de diciembre de 2015.

3. Otras inversiones

Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles, aportes a sociedades y formación de empresas filiales y coligadas, según lo establecen sus estatutos, con el propósito de efectuar inversiones en el sector eléctrico y de desarrollar proyectos y operaciones o actividades en procesos industriales asociados a la obtención de fuentes energéticas, como asimismo en las que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos. Se considera como límite máximo de inversión el necesario para aprovechar las oportunidades de negocios, con un monto máximo en el año, equivalente al 50% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Enel Generación Chile, al 31 de diciembre de 2015.

4. Inversiones en instrumentos financieros

Enel Generación Chile puede efectuar inversiones en instrumentos financieros de acuerdo con los criterios de selección y de diversificación de carteras que determine la administración de la empresa, con el propósito de optimizar el rendimiento de sus excedentes de caja.

Dentro de esta política aprobada por la Junta de Accionistas, el Directorio debe acordar las inversiones específicas en obras y estudios que realiza la empresa, tanto en lo que se refiere a monto como a modalidades de financiamiento de cada una de ellas, adoptando las medidas conducentes al control de las referidas inversiones.

■ Política de Financiamiento 2016

La política de financiamiento de la sociedad considera que el nivel de endeudamiento, definido como la relación de la deuda total/patrimonio más interés minoritario del balance consolidado, no sea mayor a 2,20 veces. La obtención de recursos provendrá, entre otras, de las siguientes fuentes:

- > Recursos propios.
- > Créditos de proveedores.
- > Préstamos de bancos e instituciones financieras.
- > Colocación de valores en el mercado local e internacional.
- > Ingresos provenientes de ventas de activos y/o prestaciones de servicios realizadas por Enel Generación Chile.
- > Préstamos intercompañías.

Otras Materias:

En virtud de lo dispuesto en el artículo 120 del Decreto Ley N°3500, la enajenación de los bienes o derechos que sean declarados en estas políticas como esenciales para el funcionamiento de la empresa, así como la constitución de garantías sobre ellos, es materia de acuerdo de la Junta Extraordinaria de Accionistas. En consecuencia, y en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 119 del mismo cuerpo legal, se declaran como esenciales para el funcionamiento de la sociedad los siguientes activos:

Las acciones de propiedad de Enel Generación Chile que permiten el control, por la vía de la tenencia de la mayoría de las acciones o bien mantenga pactos o acuerdos de accionistas, de la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., y de Celta S.A.

Asimismo, corresponde a la Junta Extraordinaria de Accionistas aprobar el otorgamiento de garantías reales o personales para caucionar obligaciones de terceros, respecto de dichos activos esenciales.

Por último, respecto a las atribuciones de la administración para convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos de Enel Generación Chile, sólo se podrá convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos, si previamente tales restricciones han sido aprobadas en junta de accionistas (ordinaria o extraordinaria).





Negocios de la Compañía

■ Reseña histórica

Enel Generación Chile S.A. fue creada el 1 de diciembre de 1943 como Empresa Nacional de Electricidad S.A., una sociedad anónima, filial de la entidad fiscal Corporación de Fomento de la Producción (CORFO), con el objeto de realizar el Plan de Electrificación chileno, incluyendo generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

Durante 44 años, Enel Generación Chile perteneció al Estado de Chile, alcanzando un papel preponderante en el sector y se convirtió en una de las empresas más relevantes y la base del desarrollo eléctrico del país. Las inversiones fueron cuantiosas y se concretaron importantes obras de ingeniería y electrificación.

El proceso de privatización comenzó en 1987, a través de una serie de ofertas públicas de acciones, y fue completado en 1989. Mediante este proceso se incorporaron a la sociedad Fondos de Pensiones, los trabajadores de la misma empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas.

El 27 de julio de 1994, las acciones de Enel Generación Chile, en ese minuto bajo el nombre de Endesa Chile, comenzaron a transarse en la New York Stock Exchange (NYSE) en la forma de ADR, bajo el nemotécnico EOC.

En mayo de 1999, Enersis S.A. (actualmente Enel Chile), a través de una Oferta Pública de Acciones, se constituyó en la controladora de la sociedad, con el 60% de las acciones de Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile).

El 13 de septiembre de 2004, Enel Generación Chile firmó la carta de adhesión al Pacto Mundial de Naciones Unidas (Global Compact), iniciativa de ámbito internacional, a través de la cual se comprometió a adoptar diez principios básicos universales relacionados con el respeto a los derechos humanos, las normas laborales, el medio ambiente y la lucha contra la corrupción.

En junio de 2008, entró en operación comercial la minicentral hidroeléctrica de pasada Ojos de Agua, añadiendo 9 MW a la capacidad instalada de la compañía. De la misma forma, se puso en servicio la operación con diésel de la unidad N°1 de la central Taltal, lo que significó 120 MW de capacidad instalada adicional.

Durante 2009, entró en operación comercial la central Quintero con 129 MW de capacidad instalada, para luego agregar una segunda unidad que aumentaría a 257 MW su potencia bruta. El mismo año, entró en servicio el Parque Eólico Canel II, con 60 MW de potencia instalada.

En 2010, la central a Gas Natural San Isidro II aumentó su potencia máxima a 399 MW. Ese mismo año, Fitch Ratings y S&P mejoraron la clasificación internacional de Enel Generación Chile a BBB+, en tanto que Feller Rate elevó la nota de solvencia local a AA.

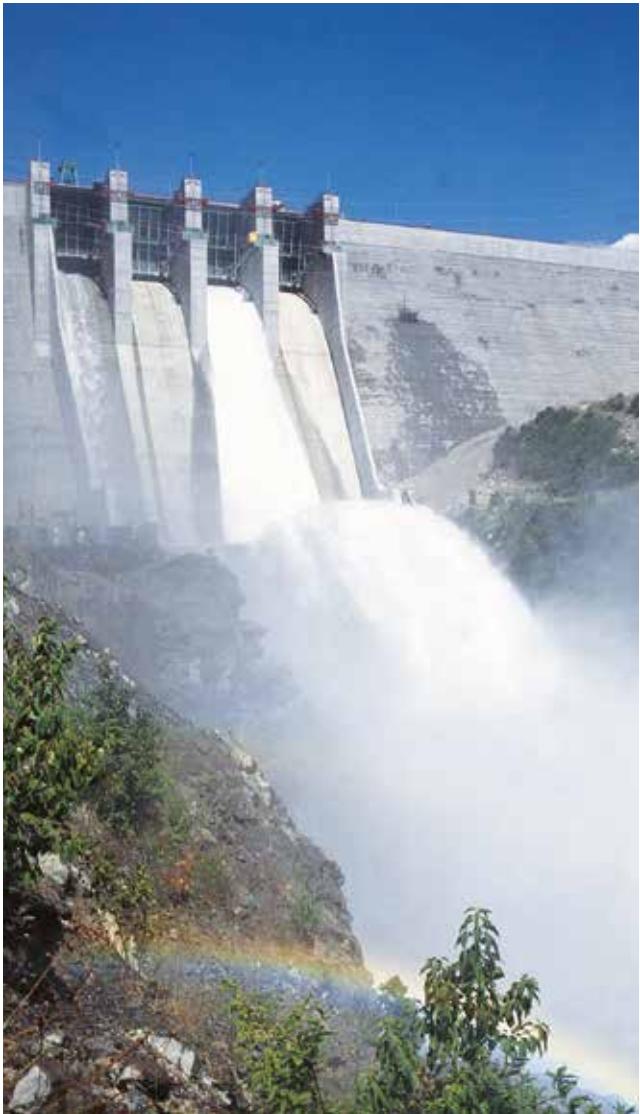
En 2014, Enel Generación Chile adquirió el control de GasAtacama por US\$309 millones, alcanzando con ello a casi 1.000 MW de capacidad en el sistema norte del país (SING). La compañía alcanzó el 98% de la controladora de GasAtacama, central termoeléctrica a gas natural de 781 MW de capacidad instalada en el SING, y del Gasoducto Mejillones-Taltal y del Gasoducto Atacama entre Chile y Argentina. También, durante 2014, se inició la construcción de la central hidroeléctrica Los Cóndores en Chile, la cual contará con capacidad instalada de aproximadamente 150 MW.

El 28 de abril de 2015, el Directorio de Enel Generación Chile, acordó iniciar los estudios para una reorganización societaria consistente en la división de la entonces Endesa Chile. La propuesta consideraba separar los negocios dentro y fuera de Chile, fusionando asimismo estos últimos en una sola sociedad.

El 18 de diciembre de 2015 se realizó la Junta Extraordinaria de Accionistas, en la que se aprobó la primera fase de la reorganización societaria, mediante la cual dividió el negocio de Chile del resto de Latinoamérica.

En junio 2016, el Directorio de Enel Generación Chile acordó reorganizar y simplificar la estructura corporativa de las entidades que conforman el GasAtacama, todas filiales de la sociedad. De esta forma, Compañía Eléctrica Tarapacá (Celta) S.A fue absorbida por GasAtacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad absorbente.

En septiembre 2016, Enel Generación Chile suscribió un acuerdo de compraventa mediante el cual vendió la totalidad de sus acciones en GNL Quintero, representativa del 20% del capital de dicha sociedad, a Enagás Chile.



Descripción del negocio de la compañía

Las principales actividades que desarrollan Enel Generación Chile, sus sociedades filiales y las sociedades de control conjunto, están relacionadas con la generación y comercialización de energía eléctrica y, adicionalmente, los servicios de consultoría e ingeniería en todas sus especialidades. Enel Generación Chile y sus sociedades filiales operan 111 unidades a lo largo de Chile, con una capacidad instalada total de 6.351 MW.

Enel Generación Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica en Chile y una de las compañías más grandes del país, que opera un total de 6.351 MW de potencia, lo que representa 29% de la capacidad instalada en el mercado local. El 54% de la capacidad instalada de Enel Generación Chile, filiales y sociedades de control conjunto en Chile es hidroeléctrica, 44% termoeléctrica y 2%, eólica. La compañía participa en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país, que abarca desde Taltal a Chiloé, territorio en el que vive alrededor del 93% de la población, y donde su capacidad instalada y la de sus filiales y sociedades de control conjunto aportan un total de 5.389 MW a este sistema, equivalente a cerca de 34%. La compañía también participa en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a través de sus Centrales GasAtacama y Celta, dando suministro a diversas empresas mineras. La capacidad instalada total en el SING alcanza a 963 MW, que representa 18% de este sistema.

En octubre 2016, la Junta Extraordinaria de Accionistas aprobó una modificación de estatutos que implicó cambiar la razón social a Enel Generación Chile S.A., reemplazando de esta forma la marca Endesa Chile y la razón social Empresa Nacional de Electricidad.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas S.A.

En diciembre 2016, Enel Generación Chile suscribió un acuerdo de compraventa de acciones, mediante la cual, cumpliéndose las condiciones para este tipo de transacciones, venderá su participación en la sociedad Electrogás, representativa de 42,5% del capital de dicha sociedad, a Aero Chile, sociedad 100% de propiedad de Redes Energeticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. (REN).

Inversiones relevantes asociadas al plan de inversiones de la compañía

Enel Generación Chile coordina la estrategia de financiamiento global de sus filiales, incluyendo los términos y condiciones de los desembolsos, y créditos entre compañías de sus filiales, con el fin de optimizar la administración de deuda y liquidez. Generalmente, las filiales operativas desarrollan sus planes de gastos de capital de manera independiente, que se financian sobre la base de fondos generados internamente o

de financiamiento directo. Uno de los objetivos es focalizar en inversiones que proveerán beneficios de largo plazo, tales como proyectos de reducción de pérdidas de energía. Adicionalmente, enfocando en Enel Generación Chile como un todo y procurando prestar servicios a través del grupo de compañías, se busca reducir el nivel de inversión necesaria al nivel individual de cada filial en áreas como los sistemas de adquisición, telecomunicaciones e informática. Si bien se ha estudiado la forma de financiar estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la compañía, no ha comprometido ninguna estructura de financiamiento particular. Las inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se necesite obtener el flujo de caja.

El plan de inversiones de Enel Generación Chile es suficientemente flexible para adaptarse a las cambiantes circunstancias, dando distintas prioridades a cada proyecto de acuerdo a la rentabilidad y a los objetivos estratégicos. Las prioridades de inversión actuales incluyen el desarrollo de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos, ambiental y socialmente responsables, con el objeto de garantizar adecuados niveles de suministro confiable.

Para el período 2017 y 2019 se espera desembolsar \$452 miles de millones en base consolidada en las filiales, relacionados con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de la actual capacidad instalada y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación.

La siguiente tabla muestra los gastos de capital esperados para el período 2017-2019 y los incurridos por las filiales en los últimos tres años:

Gastos de Capital ⁽¹⁾ (en millones de Ch\$)	2017-2019	2016	2015	2014
Chile	452.442	194.880	525.706	421.314
Total	452.442	194.880	525.706	421.314

(1) Las cifras de gastos de capital representan los pagos efectivos para cada año, neto de contribuciones, con excepción de las proyecciones futuras.

Inversiones relevantes en 2016, 2015 y 2014

Las inversiones de capital en los últimos tres años están relacionadas principalmente con

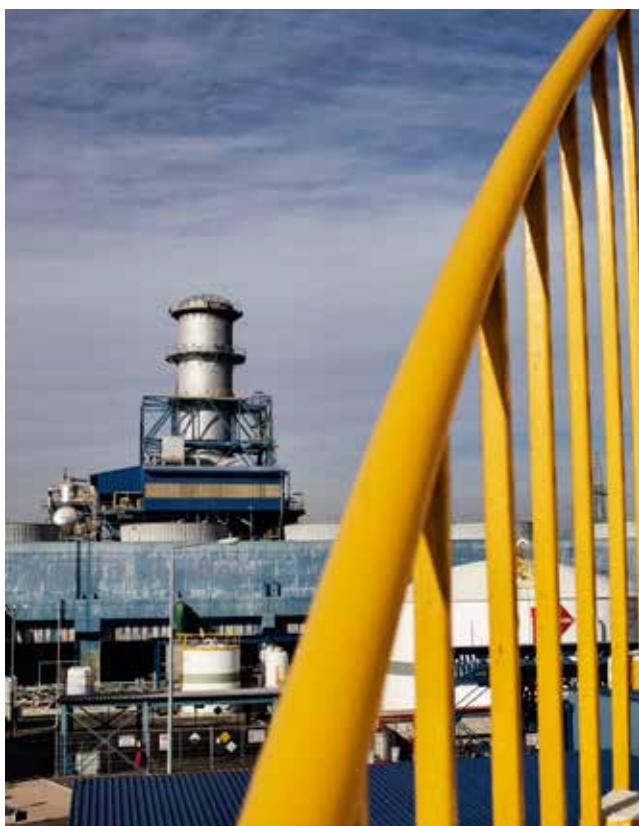
1. Proyecto optimización de la central Bocamina II de 350 MW
2. Proyecto Los Cóndores de 150 MW
3. Mantenimiento de la capacidad instalada existente.

Las inversiones de capital acá mencionadas y vinculadas a proyectos específicos, fueron financiadas de la siguiente forma:

- > **Optimización de la central Bocamina II:** Fondos generados por la compañía.
- > **Los Cóndores:** Fondos generados por la compañía.

Proyectos actualmente en desarrollo

- > **Optimización central Bocamina II:** Corresponde a las mejoras ambientales (Techado de las canchas de Carbón, filtros de biomasa, entre otros) e iniciativas de sostenibilidad como programas de erradicaciones, acuerdo con pescadores, fondos de valor compartido, entre otros.
- > **Proyecto Los Cóndores:** Central Hidroeléctrica de aproximadamente 150 MW de potencia instalada, ubicada en la Región de El Maule, cuya construcción comenzó en 2014.



Actividades financieras

Liquidez

Al cierre de 2016, Enel Generación Chile cuenta con líneas de crédito comprometidas completamente disponibles por un equivalente a US\$512 millones. Además, permanecía sin utilizarse las Líneas de Efectos de Comercio por un monto total de hasta US\$200 millones, las cuales fueron inscritas en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) en 2009 y tienen vencimiento en 2019.

Adicional a los instrumentos de liquidez, la compañía incluyendo a sus filiales, terminaron el ejercicio 2016 con una caja disponible de US\$171 millones.

Endeudamiento

La deuda financiera consolidada de Enel Generación Chile alcanzó los US\$1.273 millones. Esta deuda está compuesta, principalmente, por bonos internacionales y bonos locales, con una vida media de 11 años.

La deuda financiera neta consolidada, al cierre de 2016, ascendió a US\$1.102 millones, con lo cual la razón de apalancamiento¹ se situó en 1,3 veces.

Principales actividades concretadas

Durante 2016, se contrató una nueva línea de crédito comprometida internacional por US\$200 millones a cuatro años plazo, y se renovó una línea de crédito comprometida local por US\$112 millones a tres años plazo, ambas sin restricciones para desembolsar.

La compañía, además, amortizó completamente un préstamo intercompañía por US\$250 millones que mantenía con Enel Américas.

¹ Medido como Deuda Financiera Neta sobre Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)

■ Política de Cobertura

Tipo de cambio

La política de cobertura de tipo de cambio de Enel Generación Chile es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (US\$) o monedas locales si las hubiere, y los niveles de activos y pasivos que generan flujos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos de caja al riesgo de variaciones del tipo de cambio.

Al cierre de 2016, el 92% de nuestra deuda financiera consolidada se encuentra denominada en US\$ dólares o convertida a US\$ dólares mediante derivados.

Tasa de interés

La política de cobertura de tasa de interés de Enel Generación Chile consiste en mantener un equilibrio en la estructura de la deuda, que permita minimizar el costo financiero con una volatilidad reducida en el estado de resultados. Dependiendo de las estimaciones de la compañía y de los objetivos de la estructura de deuda, se realizan operaciones de cobertura en función de las condiciones del mercado.

Al cierre de diciembre 2016, el nivel consolidado de deuda fija sobre la deuda financiera total fue de 92%.

Clasificación de riesgo

Los actuales ratings de Enel Generación Chile se sustentan en el diversificado portafolio de activos, la fortaleza de los indicadores financieros, el perfil de vencimientos adecuados y amplia liquidez, todo ello en un país con regulaciones estableces y predecibles.

El 3 de febrero de 2016, Standard & Poor's confirmó la clasificación internacional para Enel Generación Chile en "BBB+" con perspectivas estables.

Posteriormente, el 2 de marzo de 2016, Fitch Rating ratificó la clasificación en moneda local y extranjera de Enel Generación Chile en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA(cl)'. Además, se mejoraron las perspectivas a "Positivas".

El 8 de julio, Feller Rate confirmó en "AA" la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio, ratificando las perspectivas estables.

El 30 de diciembre de 2016, Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Enel Generación Chile con perspectivas estables.

Seguros

Operacionales

Todas las empresas de Enel Generación Chile están adscritas a un Programa Mundial de cobertura de riesgos, tanto en daños materiales, terrorismo, interrupción de negocios y responsabilidad civil liderado por su matriz Enel. El proceso de renovación de los contratos de seguros se efectuó a través de una licitación internacional, donde se invitó a los principales aseguradores líderes a nivel mundial. Los contratos fueron renovados el 1 de noviembre de 2016, hasta el 31 de octubre de 2017.

Las características de los seguros vigentes para todas las filiales de Enel Generación Chile:

- > Seguro de todo riesgo bienes físicos e interrupción de negocios, con un límite indemnizable de €1.000 millones por siniestro (Excepto terremoto e inundación con un límite indemnizable de €900 millones por siniestro). Esta medida, con el fin de brindar una mayor protección a las centrales de generación y las principales subestaciones de transformación contra riesgos de terremoto, avalanchas, incendio, explosiones, inundaciones, avería de maquinarias y fallas operacionales. Además, esta póliza contiene la cobertura contra actos terroristas con límite indemnizable por €500 millones por evento y agregado anual.
- > Seguro de responsabilidad civil extra-contractual hasta la suma de €1.000 millones anuales, como cobertura a daños que la actividad de la empresa genere a terceros y frente a los cuales tenga obligación de indemnizar.

Las empresas Enel Generación Chile cuentan también con seguros de transporte marítimo, aéreo y terrestre para el traslado de maquinarias, equipos e insumos, seguros de vida y accidentes personales para el personal en viaje y los que la legislación vigente obliga mantener.

Seguros de obras

Los proyectos de Enel Generación Chile mantienen vigente seguros de construcción y retraso de puesta en marcha en todas las obras desarrolladas. Dichos seguros son contratados luego de un proceso de licitación privada a la que son invitados los principales aseguradores.

El programa de seguros establecido para todos los proyectos contempla seguros de todo riesgo construcción y montaje, transporte, responsabilidad civil y retraso de puesta en marcha, con límites y deducibles de acuerdo a la política de riesgos de la compañía.

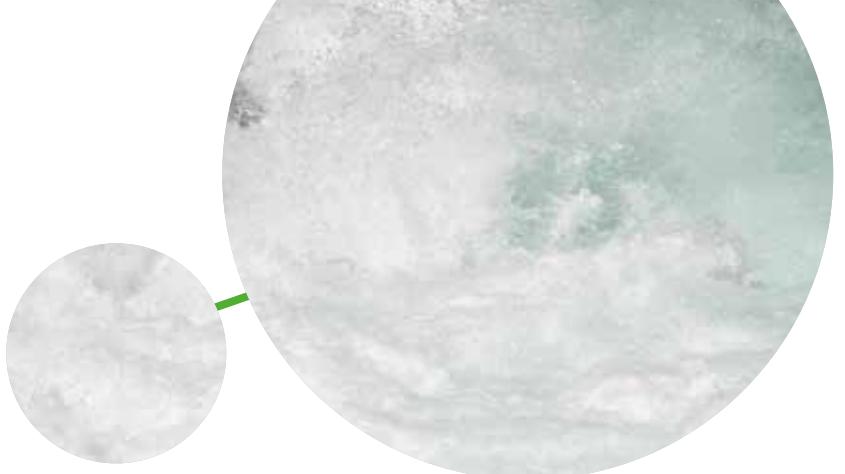
Marca

La sociedad tiene registrada la marca "Endesa" y "Endesa Chile" en servicios, productos, establecimiento comercial e industrial.

La marca "Enel Generación Chile" se encuentra en proceso de registro.

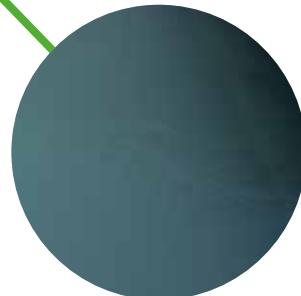
Principales clientes y proveedores

CLIENTES (GWh)	CGE : 7.324 Enel Distribución: 6.685 SAESA: 2.007 CHILOQUINTA: 1.641
PROVEEDORES (participación)	Ing. y Const. Tecnimon 35,4% Ferrovial Agroman Chile S.A. 7,8% Echeverría Izquierdo Montajes Industriales 4%
COMPETIDORES (participación de mercado)	AES Gener: 21% Colbún: 16% Engie : 13% Guacolda: 5%





■ Factores de Riesgos



■ Factores de Riesgos

Política de gestión de riesgos

Las sociedades de Enel Generación Chile están expuestas a determinados riesgos que se gestionan mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos por la compañía 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 de la compañía.
- > Cada negocio y área corporativa define:
 - I. Los mercados en los que puede operar en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo.
 - II. Criterios sobre contrapartes.
 - III. Operadores autorizados.
- > Los negocios y áreas corporativas establecen para cada mercado en el que operan su predisposición al riesgo de forma coherente con la estrategia definida.
- > Todas las operaciones de los negocios y áreas corporativas se realizan dentro de los límites aprobados en cada caso.
- > Los negocios, áreas corporativas, líneas de negocio y empresas establecen los controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las transacciones en los mercados se realizan de acuerdo con las políticas, normas y procedimientos de Enel Generación Chile.

Riesgo de tasa de interés

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

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

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

La estructura comparativa de deuda financiera de Enel Generación Chile según tasa de interés fija y/o protegida sobre deuda bruta, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición bruta:

	2016	2015
Tasa de interés fijo	92%	92%

Riesgo de tipo de cambio

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

- > Deuda contratada por sociedades denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Pagos a realizar por adquisición de materiales asociados a proyectos y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Ingresos en sociedades de la compañía 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, se contempla, a nivel de flujo de caja, mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US\$ y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones en tipo de cambio.

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



Riesgo de “commodities”

Enel Generación 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, la compañía 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 de 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.



Riesgo de crédito

Enel Generación 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.

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.

Riesgo de liquidez

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

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

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Generación Chile presenta una liquidez de \$ 114.487 millones en efectivo y otros medios equivalentes, y \$ 342.827 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, Enel Generación Chile presentó una liquidez de \$ 37.425 millones en efectivo y otros medios equivalentes, y \$ 142.032 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Activos de carácter financiero

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

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

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

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

Medición del riesgo

Enel Generación 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 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 del 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 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.

Otros riesgos

Una crisis política, financiera, u otra crisis, en cualquier región del mundo podrían tener un impacto importante en Chile y, en consecuencia, afectar adversamente nuestras operaciones, así como también nuestra liquidez.

Chile es vulnerable a impactos externos, incluyendo problemas financieros y políticos, que pueden causar dificultades económicas significativas y afectar su crecimiento. Si la economía chilena experimenta un crecimiento económico menor de lo esperado o una recesión, es probable que nuestros clientes demanden menos electricidad y que algunos puedan experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad e incrementando nuestras cuentas incobrables. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Los eventos financieros y políticos en otras partes del mundo podrían afectar de manera adversa nuestro negocio. Por ejemplo, la elección presidencial del año 2016 en los Estados Unidos aumentó considerablemente la volatilidad en el mercado financiero mundial basado en la incertidumbre de las decisiones políticas. Las nuevas políticas adoptadas por Estados Unidos podrían afectar los mercados internacionales y el comercio global, resultando en una nueva ola de volatilidad, especialmente para los precios de commodities.

Asimismo, la inestabilidad en el Medio Oriente o en otras regiones que producen combustibles podría tener como resultado mayores precios de los combustibles en el mundo, lo que a su vez podría incrementar nuestros costos de combustible para nuestras centrales termoeléctricas y afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Adicionalmente, una crisis financiera y su efecto adverso en la industria financiera puede tener un impacto adverso en nuestra capacidad para obtener nuevos financiamientos bancarios en los términos y condiciones históricos que hemos mantenido hasta hoy.

Eventos políticos, financieros u otras crisis también podrían disminuir nuestra capacidad de acceder a los mercados de capital Chile, como también a los mercados internacionales de capital por otras fuentes de liquidez, o aumentar las tasas de interés disponibles para nosotros. La liquidez reducida, a su vez, puede afectar nuestros gastos de capital, nuestras

inversiones de largo plazo y adquisiciones, nuestras proyecciones de desarrollo y nuestra política de dividendos.

Las fluctuaciones económicas en Chile así como ciertas medidas intervencionistas económicas propuestas por las autoridades gubernamentales pueden afectar nuestros resultados operacionales y nuestra condición financiera, así como también el valor de nuestros títulos.

Todas nuestras operaciones se ubican en Chile. Por lo tanto, nuestros ingresos consolidados pueden estar afectados por el desempeño de la economía chilena. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera negativa la economía chilena, nuestra condición financiera y los resultados operacionales pudieran verse adversamente afectados.

El Gobierno de Chile ejerció en el pasado y continúa ejerciendo una influencia considerable sobre muchos aspectos del sector privado, que pueden resultar en cambios a las políticas económicas u otras políticas. Por ejemplo, en septiembre de 2014, el gobierno chileno aprobó un cambio en el sistema tributario, que puede tener un efecto adverso adicional en los titulares no chilenos de acciones o los ADSs. Para mayor información acerca de consideraciones tributarias en Chile, véase "Ítem 10. Información Adicional: E. Impuestos". Otras acciones gubernamentales podrían involucrar controles de salarios, precios y aranceles y otras medidas intervencionistas, tales como la expropiación o nacionalización.

Futuros eventos adversos en Chile o cambios en las políticas de aranceles, controles cambiarios, regulaciones e impuestos pueden afectar nuestra capacidad de ejecutar nuestros planes estratégicos, que podrían afectar adversamente nuestros resultados operacionales y nuestra condición financiera. La inflación, devaluación, inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, podría también reducir nuestra rentabilidad. Adicionalmente, los mercados financieros y de valores chilenos se ven afectados por las condiciones económicas y de mercado en otros países y pueden verse afectados por los acontecimientos en otros países, que podrían afectar adversamente el valor de nuestros títulos.

Nuestro negocio eléctrico está expuesto a los riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos y actos de terrorismo, que pueden tener un

impacto adverso sobre nuestras operaciones, ingresos y caja.

Nuestras principales instalaciones incluyen centrales generadoras. Nuestras instalaciones pueden sufrir daños por terremotos, inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o por acción humana, como también por actos de vandalismo, motines y terrorismo.

Un evento catastrófico podría ocasionar interrupciones en nuestro negocio, reducciones significativas de nuestros ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros por interrupciones del negocio. Puede haber retrasos entre un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de nuestras pólizas de seguro, que normalmente contemplan un deducible y están sujetos a montos máximos por siniestro.

Estamos sujetos a riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados con el financiamiento de nuevos proyectos y gastos de capital y riesgos relacionados con el refinanciamiento de la deuda por vencer; también estamos sujetos al cumplimiento de obligaciones de la deuda, todo lo cual podría afectar adversamente nuestra liquidez.

Al 31 de diciembre de 2016, nuestra deuda consolidada ascendió a Ch\$ 820 mil millones. Nuestra deuda tenía el siguiente perfil de vencimientos:

- > Ch\$ 18 mil millones en 2017;
- > Ch\$ 16 mil millones de 2018 a 2019;
- > Ch\$ 15 mil millones de 2019 a 2021; y
- > Ch\$ 771 mil millones de 2021 en adelante.

Algunos de nuestros contratos de deuda están sujetos a (1) cumplimiento de ratios financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento y (4) eventos de prepago obligatorio por incumplimiento de condiciones contractuales, entre otras disposiciones. Una porción significativa de la deuda financiera de nuestras filiales está sujeta a cláusulas de incumplimiento cruzado que tienen distintas definiciones, criterios, umbrales de materialidad, y aplicabilidad respecto a las filiales que pueden dar origen a un incumplimiento cruzado.

En el caso que incumplamos con alguna de estas disposiciones contractuales significativas, nuestros acreedores y titu-

lares de bonos pueden exigir el pago inmediato, y una porción significativa de nuestra deuda podría vencer y llegar a ser exigible.

Es posible que no tengamos la capacidad de refinanciar nuestro endeudamiento o de obtener dicho refinaciamiento en términos que sean aceptables para nosotros. En ausencia de dicho refinaciamiento, podríamos vernos obligados a enajenar los activos con el fin de hacer los pagos vencidos de nuestro endeudamiento bajo circunstancias que podrían ser desfavorables para la obtención del mejor precio para dichos activos. Más aun, podríamos no poder vender nuestros activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos como para permitirnos realizar dichos pagos.

Podríamos también no tener la capacidad de obtener los fondos necesarios para completar nuestros proyectos de desarrollo o de construcción. Así mismo, las condiciones de mercado existentes en el momento de requerir esos fondos u otros sobrecostos no previstos podrían comprometer nuestra capacidad para financiar estos proyectos e inversiones.

Nuestra incapacidad de financiar nuevos proyectos o inversiones de capital o para refinanciar la deuda existente podría afectar adversamente nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Es posible que no seamos capaces de realizar adquisiciones apropiadas.

De manera continua revisamos las proyecciones de adquisiciones que puedan aumentar nuestra cobertura de mercado o complementar los negocios existentes, aunque no podemos asegurar que podamos identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controlamos es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, y que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si llevamos a cabo una adquisición, podría ser que incurramos en deudas importantes y que tengamos que asumir obligaciones desconocidas, la potencial pérdida de empleados claves, gastos de amortización relacionados con activos tangibles y la distracción de la administración de otras preocupaciones del negocio. Adicionalmente, cualquier retraso o dificultad relacionada con la adquisición y la integración de operaciones múltiples, podría tener un efecto adverso en nuestro negocio, condición financiera o resultados operacionales.

Puesto que nuestro negocio depende fuertemente de las condiciones hidrológicas, las sequías y el cambio climático, pueden afectar de manera adversa nuestras operaciones y rentabilidad.

Aproximadamente el 55% de nuestra capacidad instalada de generación consolidada en 2016 era hidroeléctrica. Por lo tanto, las condiciones hidrológicas extremas y el cambio climático podrían afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera. Nuestros resultados se han visto afectados por las adversas condiciones hidrológicas en Chile, ya que han sido más bajas que el promedio histórico.

Adicionalmente, las condiciones hidrológicas por debajo de lo promedio no sólo reducen nuestra capacidad para operar nuestras centrales hidroeléctricas a plena capacidad, sino que también pueden dar lugar a mayores costos de transporte de agua para el enfriamiento de la central termoeléctrica de San Isidro. Enel Generación Chile ha firmado acuerdos con el gobierno chileno y los regantes locales sobre el uso del agua con fines de generación hidroeléctrica, especialmente durante los períodos cuando los niveles de agua son muy bajos, si las condiciones de sequía persisten o empeoran, puede aumentar la presión del gobierno chileno o de terceros para restringir aún más nuestro uso del agua.

Las sequías también afectan el desempeño de nuestras centrales termoeléctricas, incluyendo nuestras instalaciones que utilizan carbón, diesel o gas natural como combustible, de la siguiente manera:

- > Durante los períodos de sequía, las centrales termoeléctricas se utilizan con mayor frecuencia. Los costos operacionales en las centrales termoeléctricas pueden ser considerablemente más altos que los de las centrales hidroeléctricas. Nuestros gastos operacionales aumentan durante estos períodos. Adicionalmente, dependiendo de nuestros compromisos comerciales, es posible que tengamos que realizar compras de electricidad en el mercado spot con el fin de cumplir con todas nuestras obligaciones contractuales y el costo de estas compras de electricidad puede superar el precio al que debemos vender la electricidad contratada, occasionando así pérdidas por esos contratos. Para mayor información respecto al efecto de la hidrología sobre nuestro negocio y resultados financieros, véase “Ítem 5. Revisión Operativa y Financiera y Perspectivas – A. Resultados de Explotación — 1. Análisis de los Principales Factores que Afectan los

Resultados Operacionales y la Situación Financiera de la compañía –a. Negocio de generación”

- > Nuestras centrales termoeléctricas, que generalmente son usadas más frecuentemente durante períodos de sequía, requieren agua para la refrigeración y la sequía no sólo reduce la disponibilidad de agua, sino que también incrementa la concentración de productos químicos en el agua tales como sulfatos. La alta concentración de químicos en el agua que usamos para refrigeración aumenta el riesgo de daño en los equipos de nuestras centrales termoeléctricas, así como el riesgo de violar regulaciones medioambientales relevantes. En consecuencia, tendremos que comprar agua de las áreas agrícolas que también experimentaron escasez de agua. Estas compras de agua pueden incrementar nuestros costos operacionales y nos obligan a negociar con las comunidades locales.
- > Las centrales termoeléctricas que queman gas generan emisiones tales como dióxido de azufre (SO₂) y gases de óxido de nitrógeno (NO). Cuando operan con diesel también emiten material particulado en la atmósfera. Las centrales que queman carbón generan emisiones de SO₂ y NO. Por lo tanto, el mayor uso de centrales termoeléctricas en períodos de sequía aumenta el riesgo de producir niveles más altos de emisiones que polucionan.

La recuperación de la sequía que ha afectado a las regiones donde se encuentran la mayoría de nuestras centrales hi-

droeléctricas puede durar por un período prolongado y nuevos episodios de sequía puede repetirse en el futuro. Una prolongada sequía exacerba los riesgos descritos anteriormente y tendrá un impacto adverso adicional sobre nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Normas gubernamentales podrían afectar adversamente nuestro negocio.

Estamos sujetos a una amplia gama de regulación en nuestro negocio y en las tarifas que cobramos a nuestros clientes, y estas regulaciones pueden afectar de manera adversa nuestra rentabilidad. Por ejemplo, las autoridades chilenas puede imponer políticas de racionamiento durante los períodos de sequías o por fallas prolongadas de centrales generadoras, pudiendo afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Similarmente, las normas de electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales chilenas pueden afectar la capacidad de nuestros negocios de generación para recaudar suficientes ingresos para compensar sus costos operacionales.

Adicionalmente, a menudo los legisladores y autoridades administrativas reciben propuestas de cambios al marco regulatorio y algunos de estos cambios pueden tener un impacto material adverso en nuestro negocio y nuestros resultados



de operación y financieros. Por ejemplo, en 2005 hubo una modificación a la ley de derechos de agua en Chile que nos obliga a pagar los derechos de agua no utilizados, aumentando el costo anual de mantener derechos de agua inutilizados para proyectos hidroeléctricos que no son económica ni técnicamente posibles. En agosto 2016, Enel Generación Chile renunció a estos derechos no utilizados, registrando un castigo por Ch\$ 35.4 billones.

En 2015, el CDEC-SING auditó nuestra planta térmica GasAtacama, reportando sus resultados a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC). En agosto 2016, la SEC sancionó GasAtacama por 120.000 UTM (aproximadamente Ch\$ 5,5 billones al 31 de diciembre 2016) alegando que la información proveída al CDEC-SING relacionada con los mínimos técnicos y tiempos mínimos de operación eran inexactas, resultando en mayores costos de operación para el sistema

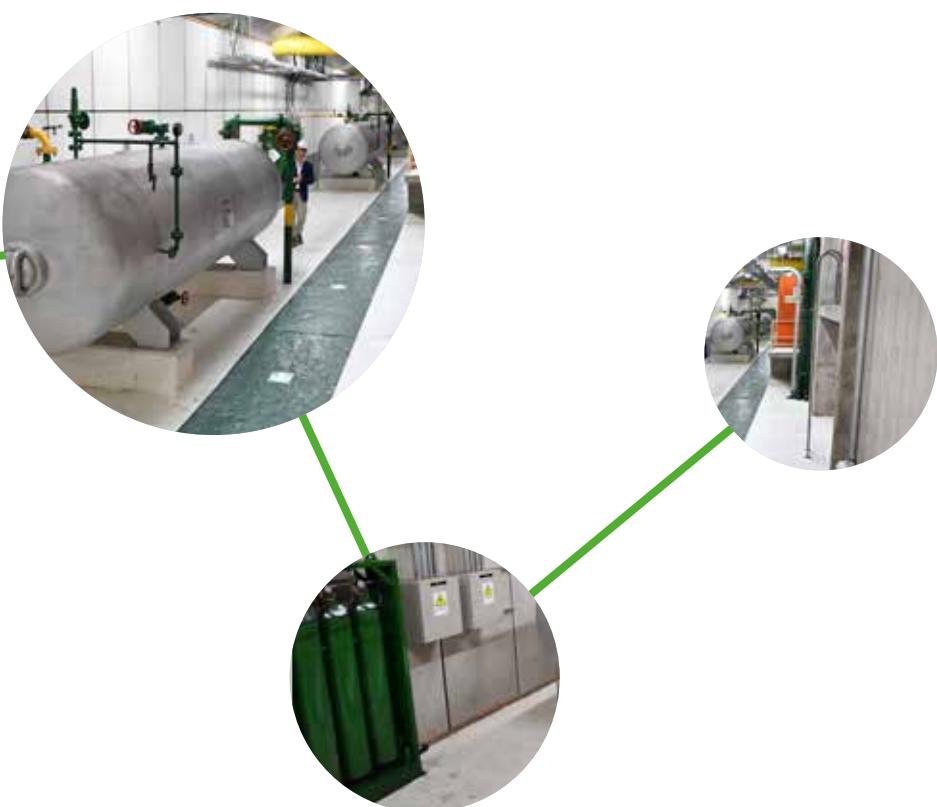
Nuevas auditorías y cambios en el mínimo técnico y mínimo tiempo de operación, así como cambios adicionales en la regulación pueden ocurrir en el futuro, pudiendo afectarnos adversamente. Estos cambios pueden afectar adversamente nuestro negocio, resultados de la operación y las condiciones financieras.

Nuestro negocio y nuestra rentabilidad podrían verse afectadas adversamente si los derechos de agua son re-

chazados o si las concesiones de agua son otorgadas por tiempo limitado.

Tenemos derechos de agua otorgados por la Dirección General de Aguas ("DGA") para el suministro de agua de los ríos y lagos cercanos a nuestras instalaciones de producción. Bajo la ley actual, estos derechos de agua son (i) de duración ilimitada, (ii) derechos de propiedad absoluta e incondicional y (iii) no están sujetos a contestación posterior. Los compañías de generación chilenas deben pagar una licencia anual de derechos de agua no utilizados. Nuevas instalaciones hidroeléctricas están obligadas a obtener derechos de agua, cuyas condiciones pueden afectar el diseño, programación o rentabilidad de un proyecto.

Adicionalmente, el Congreso chileno está actualmente analizando las modificaciones al Código de Agua con el fin de priorizar el uso del agua mediante la definición de su acceso como un derecho humano que debe ser garantizado por el Estado. La enmienda establece que el uso del agua para el consumo humano, la subsistencia doméstica y el saneamiento siempre tendrá prioridad, tanto en conceder como en limitar el ejercicio de los derechos de explotación. Bajo esta propuesta: (i) las concesiones en el uso del agua estarán limitadas a 30 años, extensibles en relación a los derechos de agua efectivamente utilizados durante el período de 30 años, a menos que la Dirección General de Aguas demuestre que los derechos de agua no han



sido efectivamente utilizados; (ii) nuevos derechos de agua no consuntivos vencerían si el titular no ejerce los derechos dentro de ocho años; (iii) los derechos de agua no consuntivos que no se han utilizado vencerían dentro de ocho años a partir de la fecha de promulgación del nuevo Código de Agua; y (iv) un caudal ecológico para actuales y futuros derechos de agua para el uso consuntivo y no consuntivo del agua, empoderando a la DGA a requerir un caudal ecológico a los derechos de agua existentes. Este último punto reduciría la disponibilidad de agua para fines de generación. Toda limitación de nuestros derechos de agua actuales, nuestra necesidad de derechos de agua adicionales o nuestras concesiones de agua de duración ilimitada podrían tener un efecto adverso sobre nuestros proyectos de desarrollo hidroeléctrico y nuestra rentabilidad.

Cualquier limitación de nuestros derechos de agua actuales, nuestra necesidad de derechos de agua adicionales o nuestra duración actual ilimitada de concesiones de agua podría tener un efecto adverso sobre nuestros proyectos de desarrollo hidroeléctrico y nuestra rentabilidad.

Las autoridades regulatorias pueden cursar multas a nuestras entidades filiales, producto de fallas operacionales o cualquier infracción a la regulación .

Nuestras empresas eléctricas pueden estar sujetas a multas reglamentarias en caso de incumplimiento de las normas vigentes, incluyendo fallas de suministro de energía. En Chile, se puede cursar tales multas por un máximo de 10.000 unidades tributarias anuales ("UTA"), o Ch\$ 5,4 mil millones utilizando la UTA al 31 de diciembre de 2016. Nuestras filiales de generación eléctrica son supervisadas por entidades reguladoras locales y están sujetas a estas multas si, en la opinión de la entidad reguladora, las fallas operacionales que afectan el normal suministro de energía al sistema son de responsabilidad de la compañía; por ejemplo, cuando los distintos agentes no se coordinan apropiadamente con el operador del sistema. Adicionalmente, la nueva ley de transmisión establece el pago de un fee a los clientes finales cuando el suministro de energía es interrumpido más allá del tiempo estándar permitido. La compensación es proporcional a la energía no suministrada, con un valor mínimo de 20.000 UTA (Ch\$ 11.1 billones usando el valor de la UTA al 31 de diciembre 2016) y los ingresos por venta de energía de los años anteriores, en el caso de los generadores.

Dependemos parcialmente de los pagos de nuestras filiales, empresas de administración conjunta y compañías afiliadas para cumplir con nuestras obligaciones de pago.

Para pagar nuestras obligaciones podríamos depender del efectivo que recibamos de parte de nuestras filiales. La capacidad de nuestras filiales de pagar dividendos, pagos de intereses y de créditos y entregar otras distribuciones a nosotros, está sujeta a limitaciones legales, tales como restricciones de dividendos, deberes fiduciarios y restricciones contractuales que pueden imponer las autoridades.

En el pasado, pudimos tener acceso a los flujos de caja de nuestras filiales, pero las incertidumbres políticas y económicas futuras, como regulaciones gubernamentales, condiciones económicas y restricciones de crédito, pueden afectar nuestros resultados operacionales futuros y podría ser que no podamos depender de los flujos de caja operacionales de estas entidades para el pago de nuestra deuda.

Límites de dividendos y otras restricciones legales. La capacidad de cualquiera de nuestras filiales que no son 100% de nuestra propiedad para pagarnos en efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los Directores de dichas filiales frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de nuestras filiales pueden verse obligadas por ley, de acuerdo con regulaciones aplicables, a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, nuestras filiales podría, en ciertas circunstancias, verse impedida a entregarnos dinero en efectivo.

Resultados operacionales de nuestras filiales. La capacidad de nuestras filiales de pagar dividendos o hacer pagos de préstamos u otras distribuciones a nosotros está limitada por sus resultados operacionales. En la medida en que las necesidades de efectivo de cualquiera de nuestras filiales excedan su efectivo disponible, la filial no podrá generar dinero en efectivo disponible a nosotros.

Cualquiera de las situaciones descritas anteriormente podría afectar adversamente nuestro negocio, resultados operacionales y condición financiera.

Los riesgos cambiarios pueden afectar adversamente nuestros resultados y el valor en dólares de los dividendos a pagar a los titulares de los ADSs.

El peso chileno ha estado sujeto a devaluaciones y apreciaciones respecto al dólar y puede tener importantes fluctuaciones en el futuro. Históricamente, parte importante de nuestra deuda consolidada ha estado denominada en dólares. Aunque una parte sustancial de nuestros ingresos está vinculada al dólar, generalmente hemos estado y continuaremos estan-

do expuestos de manera importante a las fluctuaciones del peso respecto al dólar, por causa de desfases de tiempo y otras limitaciones para ajustar nuestras tarifas al dólar.

Una parte importante de nuestro flujo de caja operacional está asociado al dólar por consiguiente procuramos mantener la deuda en la misma moneda, pero, debido a las condiciones del mercado puede que no sea posible hacerlo. Debido a esta exposición, el efectivo generado por nuestras filiales puede disminuir materialmente cuando la moneda local se devalúa respecto al dólar. La volatilidad futura de los tipos de cambio de las monedas en que recibimos los ingresos o en las que incurrimos en gastos, puede afectar nuestro negocio, la condición financiera y los resultados operacionales.

Estamos involucrados en diversos litigios.

En la actualidad estamos involucrados en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para nosotros. Continuaremos estando sujetos a litigios futuros que podrían tener consecuencias adversas sustanciales para nuestro negocio.

Nuestra condición financiera o resultados operacionales podrían verse afectados de manera adversa si no logramos un resultado positivo en la defensa de estos litigios u otras demandas y procesos contra nosotros. Para mayor información sobre los litigios, véase la Nota 33.3 de las Notas a nuestros estados financieros consolidados.

Nuestros contratos de venta de energía a largo plazo de nuestras filiales de generación están sujetos a fluctuaciones de precios de mercado de ciertos commodities, energía y a otros factores.

En el negocio de generación, estamos expuestos a cierto grado a las fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities por causa de los contratos de ventas de energía a largo plazo que hemos celebrado, considerando que actualmente el 83% de nuestra generación anual estimada es vendida mediante contratos con duraciones de 5 años al menos. Nosotros tenemos obligaciones materiales en virtud de los contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo. Los precios de estos contratos están indexados al precio de diferentes commodities, tipos de cambio, inflación y los precios de mercado de electricidad. Cualquier cambio adverso en estos índices podría reducir las tarifas que aplicamos en razón de estos contratos de venta

de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría afectar adversamente nuestros negocios, resultados operacionales y situación financiera.

Nuestro accionista controlador podría ejercer influencia substancial sobre nosotros y podría tener una visión estratégica diferente de nuestros accionistas minoritarios en cuanto a nuestro desarrollo.

Enel posee el 60,6% del capital accionario. Enel, nuestro accionista controlador, puede determinar el resultado de casi todos los asuntos materiales que requieren los votos de los accionistas, tales como la elección de la mayoría de los miembros del Directorio y, sujeto a restricciones legales y contractuales, nuestra política de dividendos. Enel también puede ejercer influencia sobre nuestras operaciones y estrategia de negocio. Los intereses de Enel pueden en algunos casos diferir de los intereses de nuestros accionistas minoritarios. Por ejemplo, Enel realiza sus operaciones comerciales en el campo de las energías renovables en Chile a través de Enel Green Power S.p.A. y en el cual no tenemos intereses de capital. Cualquier conflicto de interés presente o futuro que afectase a Enel podría resolverse en contra de nuestros intereses en estas materias. Por lo tanto, nuestro crecimiento puede verse potencialmente limitado y nuestro negocio y resultados operacionales pueden verse afectados adversamente.

Regulaciones ambientales y otros factores pueden causar retrasos, impedir el desarrollo de nuevos proyectos o aumentar los gastos de explotación y gastos de capital.

Nuestras filiales están sujetas a regulaciones ambientales, las cuales, entre otras cosas, exigen que realicemos estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y para obtener los permisos de las entidades regulatorias tanto locales como nacionales. La aprobación de estos estudios de impacto ambiental puede tomar tiempos más largos que los originalmente planeados, y también, pueden ser retenidos por las autoridades gubernamentales. Las comunidades locales, étnicas o activistas medioambientales, entre otros, pueden intervenir en el proceso de aprobación para retrasar o impedir el desarrollo de los proyectos. Ellos pueden también buscar acciones judiciales u otras, con consecuencias adversas para nosotros si tuvieran éxito en sus demandas.

Las regulaciones ambientales para la capacidad de generación actual y futura pueden tornarse más estrictas, lo que requiere una mayor inversión de capital. Por ejemplo,

el Decreto N°13/2011 del Ministerio del Medio Ambiente, publicado en junio de 2011, define estándares más estrictos de emisión para centrales termoeléctricas existentes, que se esperaba cumplir entre 2014 y 2016 y normas más estrictas para nuevas instalaciones o capacidad adicional. Este reglamento también requirió que se establezca un sistema de monitoreo continuo de las emisiones, en virtud del cual las centrales termoeléctricas deben llevar a cabo un sistema de vigilancia siguiendo las pautas y protocolos emitidos por la Superintendencia Chilena del Medio Ambiente.

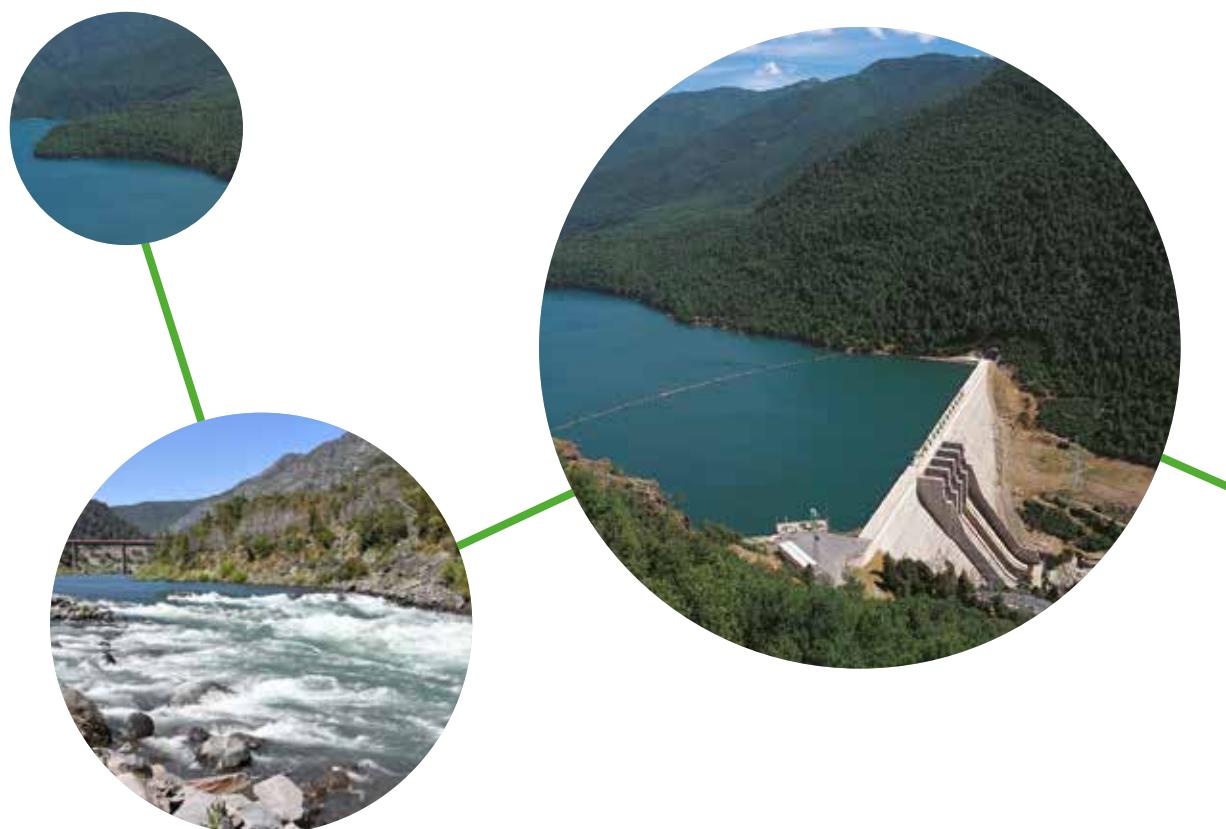
Para cumplir con estas regulaciones medioambientales, todas las plantas incurrieron en inversiones adicionales en línea con las nuevas regulaciones, instalando sistemas de abatimiento para controlar las emisiones de contaminantes. Por ejemplo, nos encontramos adaptando nuestra central térmica Tarapacá mediante la instalación de desulfurizadores para reducir la emisión de óxidos de azufre, y al 31 de diciembre 2016, el monto devengado es de \$65.718 millones.

Cualquier demora en cumplir los estándares medioambientales constituye una violación de las regulaciones que esta-

blecen límites de emisión efectivos el 23 de junio 2015 o el 23 de junio 2016, dependiendo en la ubicación de la planta; y el no certificar la correcta implementación de estos sistemas de monitoreo puede resultar en penalizaciones y sanciones. Por ejemplo, durante el 2016, Enel Generación chile pagó multas por \$1.1 billones relacionadas con sobrepasar los límites de inversión, incumplir con la licencia medioambiental para generar o no enviar los reportes para las centrales Bocamina, Huasco y Diego de Almagro, en años pasados.

Actualmente, el Ministerio de Medio Ambiente está trabajando en un nuevo plan de prevención y descontaminación de zonas saturadas. Asimismo, el Ministerio de Energía se encuentra definiendo nuevos planes de mitigación para reducir las emisiones de Óxido de Carbono, y así dar cumplimiento al Tratado de París para el Cambio Climático, en relación con el acuerdo impulsado por Naciones Unidas. Dichos planes, por ejemplo, podrían implicar una modificación del decreto N°13/2011 e incluso restringir aún más los estándares de emisión para plantas termoeléctricas, lo que podría significar inversiones adicionales en el futuro.

En septiembre de 2014, el gobierno de Chile promulgó la Ley N° 20.780 (ley de reforma tributaria), que estableció un



impuesto anual sobre generadores de electricidad estacionarios, tales como generadores térmicos, basados en sus emisiones que polucionan correspondiente al año anterior, y estará operativo el 2018. En diciembre 2016, el Ministerio de Medio Ambiente publicó una lista con los generadores térmicos que serían afectados por este impuesto y la lista incluyó todas nuestras plantas térmicas. Estas plantas deberán informar sus emisiones durante el 2017 y tendrán una obligación impositiva adicional el 2018. Es posible que el costo de este impuesto pueda aumentar en el futuro, desincentivando la generación térmica como consecuencia del mayor costo de operación.

En diciembre 2016, Enel Generación Chile registró un castigo por Ch\$ 1.1 billones para los proyectos térmicos Tames 2 y Totoralollo, dada las tecnologías (Turbina Gas/Carbón), que se ha tornado más costosa como consecuencia de una regulación más estricta, y de la incertidumbre de su rentabilidad, entre otras razones.

Se podría necesitar incurrir en costos adicionales para remediar e implementar una política de control y saneamiento de asbestos, o ser sujeto a acciones legales en contra nuestra, que podría resultar en importantes efectos negativos para

nuestro negocio, resultado de operación y condiciones financieras.

Adicionalmente de los temas medioambientales hay otros factores que pueden afectar adversamente nuestra capacidad de construir nuevas instalaciones o de completar a tiempo los proyectos actualmente en ejecución, incluyendo retrasos en la obtención de las autorizaciones de los entes regulatorios, escasez o incrementos en los precios de los equipos, materiales u obra de mano, huelgas, condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes y otros eventos imprevistos. Cualquier acontecimiento de este tipo puede impactar adversamente nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Los retrasos o modificaciones a cualquier proyecto y las leyes o regulaciones pueden cambiar o ser interpretados de una manera que podría afectar negativamente nuestras operaciones o nuestros planes para empresas en las que realizamos inversiones, que podrían afectar adversamente nuestro negocio, resultados de operaciones y condición financiera.



Nuestro negocio puede verse afectado adversamente por las decisiones judiciales en las resoluciones de calificación ambiental de proyectos eléctricos en Chile.

El tiempo necesario para obtener una resolución de calificación ambiental para proyectos de generación o transmisión eléctrica en Chile ha aumentado de manera significativa, debido principalmente a las acciones judiciales contra este tipo de proyectos, oposición ambiental, crítica de la sociedad y demoras del gobierno. Esto puede poner en duda la capacidad de un proyecto para obtener dicha aprobación y aumentar la incertidumbre de inversión en proyectos de generación eléctrica y de transmisión en Chile. La incertidumbre obliga a las empresas a reevaluar sus estrategias de negocio.

Nuestros proyectos de centrales generadoras pueden enfrentar importante oposición de diferentes grupos que pueden retrasar su desarrollo, aumentar los costos, dañar nuestra reputación y, potencialmente, resultar en un deterioro de nuestra imagen frente a nuestros grupos de interés.

Nuestra reputación es la base de nuestra relación con nuestros grupos de interés clave y otras partes interesadas. Si no podemos manejar efectivamente los problemas o percibir aquellos que pudieran adversamente afectar la opinión pública de nosotros, nuestros resultados operacionales o condición financiera podrían verse afectados de manera adversa.

El desarrollo de nuevas centrales generadoras y otras existentes puede encontrar oposición de parte de diversos grupos de interés, tales como grupos étnicos, grupos medioambientales, propietarios de tierras, agricultores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, los cuales podría afectar el respaldo a la reputación de la compañía a cargo de la central y su imagen. Por ejemplo, desde diciembre de 2013, la central Bocamina II ha encontrado considerable oposición de los sindicatos de pescadores que afirman que nuestras instalaciones dañan la vida marina y causan contaminación, lo que llevó a la interrupción de la operación de la planta durante más de un año. El 1 de julio de 2015, la central Bocamina II reanudó sus operaciones, después de la aprobación de una nueva Resolución de Calificación Ambiental ("RCA") en abril de 2015. También, entre el 23 de noviembre de 2015 y 7 de enero de 2016, un nuevo grupo de pescadores ocupó ilegalmente la primera torre de alta tensión que es el soporte de los circuitos de 154

kV y 220 kV propiedad de Transelec S.A. y que alimenta las centrales Bocamina I y II. Como consecuencia, tanto Bocamina I como Bocamina II cerraron temporalmente. Este grupo afirmaba que debería recibir el mismo paquete de beneficios que Enel Generación Chile otorgó al resto de los pescadores de la zona. Los efectos financieros de esta ocupación ilegal e interrupción de transmisión de electricidad ascendieron a US\$ 3,8 millones (Ch\$ 2,7 mil millones con el tipo de cambio vigente al final del año 2015) de la pérdida de margen de contribución entre el 23 de noviembre de 2015 y 7 de enero de 2016. A nivel del sistema eléctrico, esta situación aumentó el precio spot y el uso previsto de las reservas hidroeléctricas. Estos grupos y otros grupos similares podrían bloquear nuestras centrales y afectar directamente nuestros resultados.

La operación de nuestras plantas térmicas podrían afectar también nuestro prestigio con los accionistas, dada las emisiones como material particulado, SO₂ u NO, que podrían afectar negativamente el medio ambiente.

El daño a nuestra reputación puede ejercer una presión considerable sobre los reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, y, en último término, llevar a que los proyectos y las operaciones no se desarrollen de manera óptima, ocasionando una caída del valor de las acciones, y provocar dificultades para atraer o retener a buenos empleados, todo lo cual puede resultar en un perjuicio para nuestro nombre con esos grupos de interés.

Nuestro negocio puede experimentar consecuencias adversas si no somos capaces de alcanzar acuerdos satisfactorios en los convenios de negociación colectiva con los trabajadores.

Un gran porcentaje de nuestros empleados son miembros de sindicatos y tienen convenios de negociación colectiva, los que deben ser renovados de manera regular. Nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales podrían verse adversamente afectados en caso de no alcanzar acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan tales empleados, o por un acuerdo con un sindicato de trabajadores que contenga condiciones que nosotros consideramos desfavorables. La ley chilena establece mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un convenio laboral si las partes no son capaces de alcanzar un

acuerdo, lo cual puede incrementar nuestros costos más allá de lo que nosotros hayamos presupuestado.

Adicionalmente, muchos de nuestros empleados tienen habilidades altamente especializadas, y ciertas acciones como huelgas, abandono de funciones o suspensiones por parte de nuestros empleados, podrían impactar adversamente nuestro desempeño operacional y financiero, como también nuestra reputación.

La interrupción o falla de nuestros sistemas de tecnologías de la información y sistemas de comunicaciones o ataques externos o invasiones a estos sistemas podrían tener un efecto adverso en nuestras operaciones y resultados.

Dependemos de los sistemas de tecnología de la información, comunicación y procesos ("sistemas TI") para operar nuestros negocios, la falla de los cuales podría afectar adversamente nuestros negocios, la condición financiera y los resultados operacionales.

Los sistemas TI son vitales para poder monitorear la operación de nuestras centrales, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a nuestros clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con nuestros objetivos y estándares de servicio. Fallas operacionales temporales o de larga duración de cualquiera de estos sistemas TI podrían tener un efecto material adverso en nuestros resultados operacionales. Adicionalmente, los ataques ciberneticos podrían tener un efecto adverso en la imagen de nuestra compañía y nuestra relación con la comunidad.

En los últimos años se han intensificado los ataques ciberneticos globales sobre los sistemas de seguridad, las operaciones financieras y los sistemas TI. Estamos expuestos a ataques de terroristas ciberneticos cuyo objetivo es dañar nuestros activos a través de las redes computacionales, espionaje cibernetico en búsqueda de información estratégica que puede ser beneficiosa para terceras partes, y robo cibernetico de información confidencial, incluyendo información de nuestros clientes.

Estamos expuestos a varios tipos de cyber-ataques, incluyendo ataques masivos que pueden hacer que el servicio no esté accesible para los usuarios y ataques perpetrados hacia los sistemas de dominios, que impiden el uso de algunas

páginas web.

Hemos sufrido ataques ciberneticos perpetrados por un grupo terrorista cibernetico en el pasado, que dieron lugar a una interrupción del servicio. Más ataques ciberneticos pueden ocurrir y pueden afectarnos adversamente en el futuro.

Confiamos en los sistemas de transmisión eléctrica que no son de nuestra propiedad ni controlamos. Si estas instalaciones no nos proveen un servicio de transmisión adecuado, podríamos estar impedidos de entregar la energía que vendemos a nuestros clientes finales.

Para entregar la energía que vendemos, dependemos de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas, no relacionadas con nosotros, y operados por ellos. Esta dependencia nos expone a diversos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, podemos quedar impedidos de vender y entregar nuestra electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, pueden hacerse insuficientes la recuperación de nuestros costos de venta y nuestra utilidad. Si se impone una norma restrictiva de regulación de precios de transmisión, las compañías de transmisión sobre las que nos apoyamos pueden no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente nuestras operaciones y resultados financieros. Actualmente la construcción de nuevas líneas de transmisión está demorando más que en el pasado, principalmente por nuevos requerimientos sociales y medioambientales que están creando incertidumbre respecto de la probabilidad de completar los proyectos.

Adicionalmente, el incremento de proyecto de nuevas energías renovables no convencionales ("ERNC") está congestionando el actual sistema de transmisión puesto que estos proyectos son construidos de manera relativamente rápida, mientras que la construcción de nuevos proyectos de transmisión puede demorar más tiempo. En mayo de 2014, la Agenda Energética, estableció la creación e implementación de una política de energía a largo plazo. En el 2016 una nueva ley de transmisión llamó a la interconexión entre el Sistema Interconectado Central ("SIC") y el Sistema Interconectado del Norte Grande ("SING") el 2019.

El 24 de septiembre de 2011 cerca de diez millones de habitantes de la zona central de Chile experimentaron un apagón (afectando a más de la mitad de los habitantes de Chile), debido a una falla en la subestación Ancoa de Transelec de 220 kV, lo que produjo la interrupción de la línea de 500 kV de doble circuito del SIC y la subsecuente falla del sistema computacional de recuperación remota usada por el Centro de Despacho Económico de Carga ("CDEC") para operar la red. Este apagón, que se extendió por dos horas, dejó en evidencia la fragilidad del sistema de transmisión y la necesidad de aumentar las inversiones en la expansión de la red para hacer mejoras tecnológicas para aumentar la confiabilidad del sistema de transmisión. Fallas adicionales de menor magnitud han ocurrido en el pasado.

Cualquier interrupción similar o falla en las instalaciones de transmisión podría interrumpir nuestro negocio, que podría afectar adversamente nuestros resultados operacionales y condición financiera.

La relativa iliquidez y volatilidad de los mercados chilenos de valores y su dependencia de las condiciones en América Latina u otras partes del mundo donde no tenemos control, podría afectar adversamente el precio de nuestras acciones comunes y los ADS.

Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los mercados de valores más importantes en los Estados Unidos. La baja liquidez del mercado chileno puede afectar la capacidad de los titulares acciones de vender sus acciones o los titulares de los ADS de vender nuestras acciones comunes retiradas del programa de ADS al mercado chileno en cantidades y al precio y tiempo que deseen.

Adicionalmente, el Mercado accionario Chileno puede verse afectado por la variación en distintos grados de las condiciones económicas y de mercado en otros países latinoamericanos, otros mercados emergentes y resto del mundo. Aun-



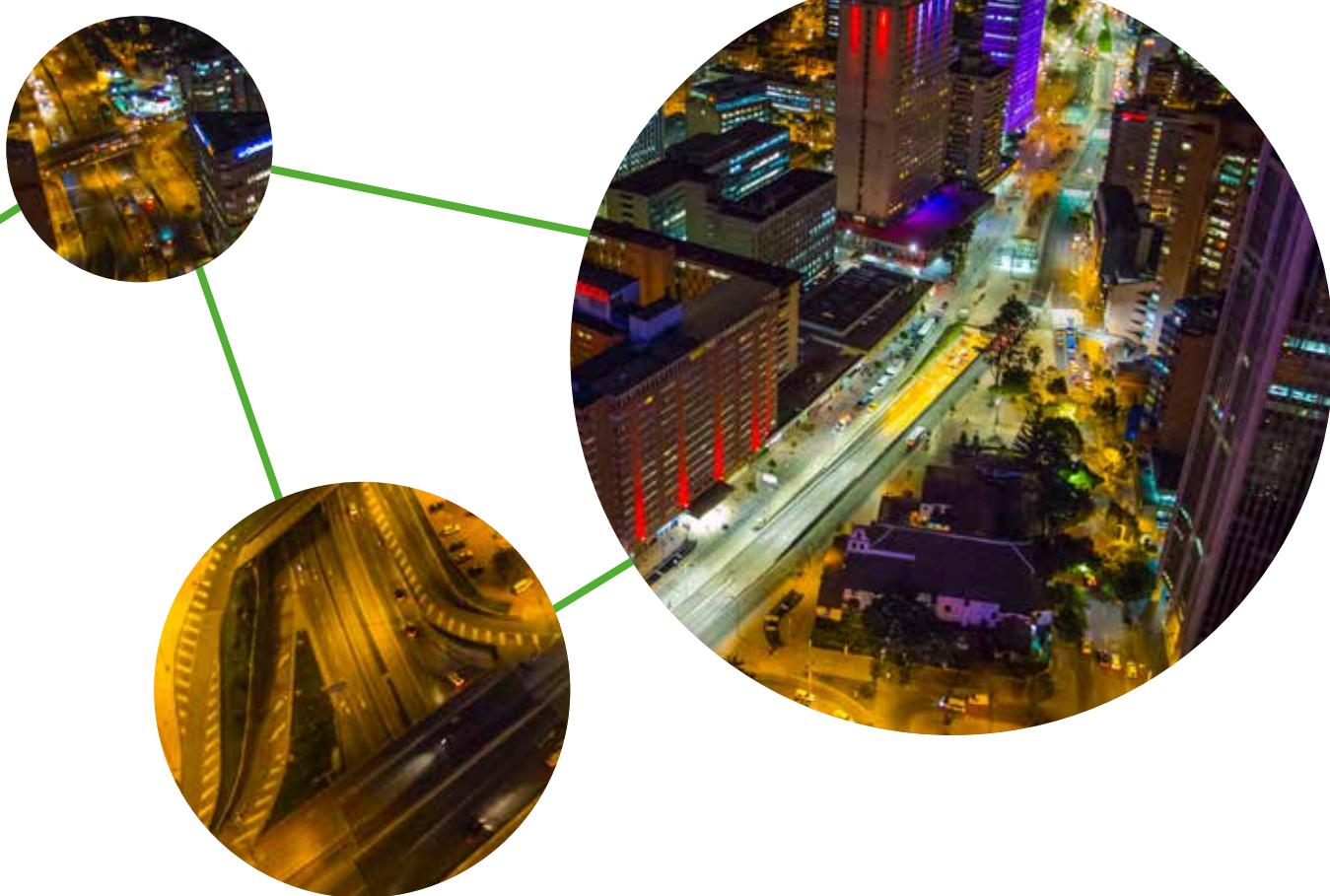
que las condiciones económicas en dichos países puede diferir significativamente con las condiciones económicas en Chile, las reacciones de los inversionistas para desarrollar cualquiera de esos otros países puede tener un efecto adverso en el valor de mercado y la liquidez de los instrumentos de emisores chilenos. Un incremento en la percepción del riesgo asociado a invertir en los países latinoamericanos y el resto del mundo pueden desalentar los flujos de capital hacia Chile y afectar adversamente la economía chilena en general, y particularmente los intereses de los inversionistas en nuestras acciones o ADSs.

No podemos asegurar que el precio o la liquidez que cualquier mercado pueda desarrollar para nuestras acciones o ADSs, no será afectado negativamente por eventos en otro mercado latinoamericano o la economía global en general.

Las demandas en nuestro contra entabladas fuera de

Chile o reclamos contra nosotros basadas en conceptos jurídicos extranjeros podrían no resultar exitosos.

Todos nuestras inversiones se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos nuestros directores y todos nuestros ejecutivos superiores residen fuera de los Estados Unidos y la mayor parte de los activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos. Si cualquier inversionista presentara una demanda en los Estados Unidos en contra de nuestros directores, ejecutivos superiores o expertos, podría ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas, o hacer cumplir una sentencia dictada en los Estados Unidos en los tribunales de los Estados Unidos o de Chile basada en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre los valores en los Estados Unidos. Adicionalmente, existen dudas respecto de si se pudiese entablar con éxito una acción legal en Chile en relación a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de los Estados Unidos.







■ Reorganización Societaria

■ Reorganización Societaria



La propuesta de reorganización que finalizó en la actual Enel Generación Chile se inició en abril de 2015, cuando el Directorio de Enersis comunicó a la compañía su intención de analizar un proceso de reordenación, con la finalidad de separar las actividades de generación y distribución eléctrica desarrolladas en Chile, de las del resto de los países. Los directorios de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile, actual Enel Generación Chile) y Chilectra, S.A. acordaron, también en abril de 2015, iniciar los estudios para analizar la posible reorganización, que luego determinaría la división de las compañías Endesa Chile y Chilectra, respectivamente.

Tanto el Directorio como el Comité de Directores de Endesa Chile revisaron los antecedentes y resolvieron, por mayoría, que la operación de reorganización, como fue planteada, sí contribuía al interés social de la compañía.

La reorganización tuvo, básicamente dos etapas: primero la separación de las actividades chilenas de la del resto de los países mediante la división de Endesa Chile y Chilectra, creándose dos sociedades nuevas (Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.). En esa primera fase se crearon igualmente por división de Enersis una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A (Enersis Chile, actualmente Enel Chile), cambiando la actual Enersis su denominación por Enersis Américas S.A. (Enersis Américas, actualmente Enel Américas).

Posteriormente, en una segunda fase, estas tres sociedades con activos fuera de Chile se fusionaron por incorporación de las dos nuevas en Enersis Américas S.A.

El propósito de la reorganización es por un lado, diferenciar áreas geográficas que actualmente tienen drivers de crecimiento diferentes, pudiendo así ofrecer una atención más enfocada a los problemas y oportunidades de cada región. Por otro lado, continuar simplificando la estructura del grupo en Latinoamérica, reduciendo la consolidación de participaciones minoritarias y mejorando la alineación de intereses estratégicos. Por último, ejecutar una estrategia que permita una mayor eficiencia operativa, mayor crecimiento del negocio y una política diferenciada de remuneración al accionista.

Primera etapa: las divisiones

Tras un proceso de análisis y trabajos de más de nueve meses, el 18 de diciembre de 2015, las juntas extraordinarias de Enersis, Endesa Chile y Chilectra, acordaron con una amplia mayoría de sus accionistas, la separación de las actividades chilenas de la del resto de los países, completándose la primera fase de la reorganización.

Así, con efectos desde el 1 de marzo de 2016, tanto Endesa Chile, como Chilectra, se dividieron, dando lugar a:

(i) Una nueva sociedad de la división de Endesa Chile (Endesa Américas), a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados que Endesa Chile tiene fuera de Chile.

y (ii) Una nueva sociedad de la división de Chilectra (Chilectra Américas), a la que se le asignaron las participaciones societarias y otros activos y pasivos asociados que Chilectra tiene fuera de Chile;

Por su parte, cada una de las sociedades divididas conservan la totalidad del respectivo negocio que actualmente desarrolla en Chile la sociedad original dividida, incluyendo la parte del patrimonio conformada, entre otros, por los activos, pasivos y autorizaciones administrativas que cada una de las sociedades escindidas tiene actualmente en el país.

Del mismo modo y con la misma fecha de efectos, Enersis se ha dividido, surgiendo una nueva sociedad (Enersis Chile), que ha recibido las participaciones societarias, activos y pasivos asociados de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones de Chilectra y Endesa Chile divididas. Permanece en la sociedad escindida, Enersis Américas, las participaciones societarias de Enersis fuera de Chile, incluyendo las que tiene en Chilectra Américas y Endesa Américas, y los pasivos vinculados a ellas.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas S.A.

Segunda etapa: la fusión

El 28 de septiembre de 2016, la Junta de Endesa Américas S.A. resolvió aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la operación con partes relacionadas consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. en Enersis Américas S.A. (luego Enel Américas S.A.) en virtud de la cual Enersis Américas como entidad absorbente, incorporaría a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., la que se disolverían sin necesidad de liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones.

Asimismo, el 29 de octubre de 2016, la compañía informó a la Superintendencia de Valores y Seguros, a través de un hecho esencial, que habiendo concluido el plazo para que los accionistas disidentes de la fusión pudieran ejercer su derecho de retiro de la compañía, se constató que el derecho de retiro ejercido en Endesa Américas no ha excedido del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad, cumpliéndose con ello con la condición de referencia al límite máximo del porcentaje del ejercicio del derecho a retiro en Endesa Américas.

Finalmente, el 29 de diciembre se materializó el canje material y distribución de los títulos de las acciones de Enel Américas, por las acciones emitidas por las sociedades absorbidas en la fusión, Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. A los accionistas de Endesa Américas S.A. se les otorgó 2,8 nuevas acciones emitidas por Enel Américas por cada acción emitida por Endesa Américas S.A. de que fuesen titulares al 28 de diciembre de 2016. De igual modo, a los accionistas de Chilectra Américas S.A. se les otorgó 4 nuevas acciones emitidas por Enel Américas por cada acción emitida por Chilectra Américas S.A. de que fuesen titulares al 28 de diciembre de 2016. Junto con lo anterior, al 29 de diciembre ya había dejado de transarse las acciones de las sociedades absorbidas, Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. tanto en la bolsa extranjera (ADR Endesa América) como en la bolsa local.





Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

■ 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, entre otros.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: el Sistema Interconectado Central (SIC); el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), 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 **genera-**

ción, 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 y 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.

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:

- > Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sometidos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.
- > 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 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 5% de su energía comercializada con clientes proviniera de fuentes renovables, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta 2024, hasta alcanzar 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley N°20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, el 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.





■ Generación de Electricidad

■ Generación de electricidad

En su totalidad, la capacidad instalada de Enel Generación Chile ascendió a 6.351 MW a diciembre de 2016, y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 17.564 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 23.689 GWh.

En la industria eléctrica, la segmentación del negocio entre la generación hidroeléctrica y termoeléctrica es natural, ya que los costos variables de la generación son distintos para cada forma de producción. La generación termoeléctrica requiere de la compra de combustibles fósiles y la hidroeléctrica del agua de los embalses y ríos.

El 55% de la capacidad instalada consolidada de la compañía proviene de fuentes hidroeléctricas; el 44% de fuentes termoeléctricas y el 1% de fuentes Renovables No Convencionales.

Por ello, la política comercial que la generadora definida resulta relevante para la adecuada gestión del negocio.

Operaciones en generación

Enel Generación Chile y sus filiales cuentan con un parque generador compuesto por 103 unidades distribuidas a lo largo del Sistema Interconectado Central (SIC), y 8 unidades en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING).

Centrales generadoras de Enel Generación Chile

Capacidad instalada (MW) (1)				
Central	Compañía	Tecnología	2015	2016
Los Molles	Enel Generación Chile	Hidráulica	18	18
Rapel	Enel Generación Chile	Hidráulica	377	377
Sauzal	Enel Generación Chile	Hidráulica	77	77
Sauzalito	Enel Generación Chile	Hidráulica	12	12
Cipreses	Enel Generación Chile	Hidráulica	106	106
Isla	Enel Generación Chile	Hidráulica	70	70
Abanico	Enel Generación Chile	Hidráulica	136	136
El Toro	Enel Generación Chile	Hidráulica	450	450
Antuco	Enel Generación Chile	Hidráulica	320	320
Ralco	Enel Generación Chile	Hidráulica	690	690
Palmucho	Enel Generación Chile	Hidráulica	34	34
Taltal	Enel Generación Chile	Fuel/Gas Natural	245	245
Diego de Almagro	Enel Generación Chile	Fuel/Gas Natural	24	24
Huasco TG	Enel Generación Chile	Fuel/Gas Natural	64	64
Bocamina	Enel Generación Chile	Carbón	478	478
San Isidro	GasAtacama Chile	Fuel/Gas Natural	379	379
San Isidro 2	GasAtacama Chile	Fuel/Gas Natural	399	399
Quintero	Enel Generación Chile	Fuel / Gas Natural	257	257
Ojos de Agua	GasAtacama Chile	Hidráulica	9	9
Pehuenche	Pehuenche	Hidráulica	570	570
Curillínque	Pehuenche	Hidráulica	89	89
Loma Alta	Pehuenche	Hidráulica	40	40
Pangue	GasAtacama Chile	Hidráulica	467	467
Canela	GasAtacama Chile	Eólica	18	18
Canela II	GasAtacama Chile	Eólica	60	60
Tarapacá TG	GasAtacama Chile	Fuel/Gas Natural	24	24
Tarapacá carbón	GasAtacama Chile	Carbón	158	158
Atacama	GasAtacama Chile	Diésel / Gas Natural	781	781
Total			6.351	6.351



Capacidad instalada, generación y ventas de energía de Enel Generación chile y filiales

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2015	2016
Enel Generación Chile	3.757	3.757
Pehuenche S.A.	699	699
Celta S.A. ⁽³⁾	1.115	1.115
GasAtacama	781	781
Total	6.351	6.351

Generación ⁽²⁾	2015	2016
Enel Generación Chile	10.450	11.538
Pehuenche S.A.	2.959	2.369
Celta S.A. ⁽³⁾	3.624	2.429
GasAtacama ⁽³⁾	1.270	1.229
Total	18.294	17.564

Ventas	2015	2016
Ventas a clientes finales		
Enel Generación Chile	20.490	21.105
Pehuenche S.A.	281	340
Celta S.A. ⁽³⁾	981	930
GasAtacama ⁽³⁾	189	463
Ventas mercado spot	1.618	852
Total	23.558	23.689

(1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Enel Generación Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Enel Generación Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras, en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.

(2) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios y las pérdidas de transmisión.

(3) Celta S.A. fue absorbida por GasAtacama Chile S.A. con fecha 1 de noviembre 2016.

En 2016, las ventas de energía eléctrica de Enel Generación Chile y de sus filiales en el SIC alcanzaron 21.588 GWh. Este volumen representa una participación de 43% en las ventas totales del SIC, incluidas las ventas a clientes y las ventas netas en el mercado spot. Las ventas a clientes regulados representaron 86%; a clientes libres, 14%, y 1% correspondió a operaciones netas en el mercado spot. Asimismo, las ventas de energía eléctrica en el SING alcanzaron a 2.101 GWh, en 2016, que representaron una participación de 12% en las ventas totales de dicho sistema.

Escenario operacional y comercial

Escenario general de actividad operacional y comercial

La situación hidrológica del Sistema Interconectado Central (SIC) fue en promedio más seca que la de 2015, siguiendo la tendencia de años secos que se prolonga ya por siete años, desde 2010, con leves mejorías durante 2014 y 2015, lo que implicó una disminución del aporte hidroeléctrico respecto de 2015 con el consiguiente aumento de oferta térmica.

No obstante lo anterior, los costos de generación y los precios de la energía en el SIC fueron, en promedio, menores que los de 2015 debido principalmente a que : i) los precios de los combustibles se mantuvieron bajos, incluso con disminuciones respecto de 2015; ii) ingresan al sistema del orden de 700 MW de nueva oferta de generación al SIC, de los cuales poco más del 90% es en base de energías renovables, con costos variables de producción nulos y iii) al igual que en 2015, el consumo eléctrico mantuvo su tendencia de bajo dinamismo con un crecimiento que no supera el 2% respecto del consumo del ejercicio anterior.

Cabe destacar que al menor costo de producción térmico de 2016, contribuyó también la mayor generación registrada de la central Bocamina, unidades 1 y 2, que se reintegró a la operación del sistema hacia fines de primer semestre de 2015, la cual estuvo en la operación del SIC durante todo el año, con un alto factor de planta desde marzo hasta diciembre de 2016. Ello, teniendo presente que la generación con carbón es la generación termoeléctrica de menor costo del sistema.

En relación con lo anterior, Bocamina II tuvo su operación suspendida desde diciembre de 2013 hasta 2015 por razones judiciales. Posteriormente, a fines 2014, un fallo de la Corte Suprema le permitió a la central reintegrarse a la operación del sistema a cambio de desarrollar un proyecto de optimización que comprometió obras destinadas a mejoras técnico-ambientales, a saber: la instalación de filtros de tecnología avanzada en la succión de agua para refrigeración, un sistema de monitoreo en línea de la calidad del aire y la

cobertura de canchas de acopio de carbón. El alto factor de planta observado durante el ejercicio, es un reflejo que la compañía ha cumplido cabalmente dichos compromisos, por cuanto los dos primeros proyectos fueron concluidos en 2015 y estuvieron operativos durante todo 2016. En relación con la estructura de techo de las canchas de carbón, que constituye la instalación de este tipo más grande de Latinoamérica, en diciembre de 2016 se concluyó la cobertura de la cancha norte, iniciándose la tramitación de recepción municipal y previendo que operará desde marzo de 2017. La construcción de la techumbre de cancha sur se iniciará en cuanto tenga el permiso de construcción. La relevancia de estas mejoras permiten afianzar la sostenibilidad de la central Bocamina, la cual representa un aporte importante en la producción y en el margen operacional de la compañía, en especial frente a años secos como el ocurrido durante 2016.

Principales eventos que influyeron en el desempeño operacional y comercial

En el ámbito comercial se debe destacar la exitosa participación de Enel Generación Chile en la licitación de suministro para empresas concesionarias de servicio público, en la cual adjudicó en forma mayoritaria el total de la energía licitada en este proceso, que culminó durante el segundo semestre de 2016. En efecto, bajo la nueva ley de licitaciones (Ley 20.805 de 2015) se han efectuado a la fecha dos procesos licitatorios, el primero de ellos durante 2015, que concluyó en octubre de ese año con la adjudicación de 3 bloques por 1.200 GWh/año, cuya totalidad fue adjudicada a ofertas con energías renovables, a un precio promedio ponderado de 79,3 \$US/MWh, menor en 30% que el precio observado en las últimas licitaciones. El otro proceso licitatorio, de un volumen de energía considerablemente mayor, se inició en mayo de 2015 con el Llamado a Licitación pero con fecha de presentación de las ofertas para 2016. El proceso culminó en julio de 2016 con la adjudicación de 5 bloques de energía, por un total de 12.430 GWh/año, el 100% de lo licitado, cuyos contratos tienen una duración de 20 años, los cuales se inician en 42,5% en 2021, y el 57,5% restante el 2022.

En este proceso licitatorio de 2016, 84 empresas presentaron sus ofertas económicas y administrativas y las que adjudicaron, entre ellas Enel Generación Chile, lo hicieron a un precio promedio del orden de 50 US\$/MWh, con una partici-

pación relevante de tecnologías renovables, eólicas y solares, las cuales adjudicaron poco más del 50% de la energía licitada. Por su parte, Enel Generación Chile fue la generadora que mayormente adjudicó contratos, por un volumen total de 5.918 GWh/año, casi la mitad de lo licitado (47,6%), con suministros que se inician en 2022. Lo anterior tuvo un doble mérito para la compañía, por una parte, le permite renovar contratos con distribuidoras que expiraban durante ese período, lo que le evita quedar expuesta al mercado spot cuyos precios se prevén bajos por la importante sobreoferta que se proyecta en el corto y largo plazo, especialmente a base de generación con tecnologías renovables. Por otro lado, le permite a Enel Generación Chile mantenerse como líder del mercado, demostrando, como tal, su gran capacidad de adaptación a la nueva realidad de mercado, cada vez más competitivo y con una significativa cantidad de nuevos actores entrantes, especialmente generadores de ERNC.

Por otra parte, ante la continuidad de la condición de sequía que afectó al SIC, Enel Generación Chile suscribió el 2016 un acuerdo por el uso de las aguas del embalse Laja con la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) dependiente del Ministerio de Obras Públicas, con la venia de las agrupaciones gremiales de agricultores de la cuenca del Laja, similar a los acuerdos suscritos en los años anteriores. Este acuerdo se refieren al uso compartido del embalse Laja en condiciones de escasez por sequía, lo que si bien implica incluir limitaciones para ambas partes con respecto a los convenios originales, permite flexibilizar las extracciones en los períodos (meses) más críticos. La ventaja de este acuerdo es que, por un lado, se logra regularizar un aspecto importante de dicha operación, lo que permite evitar o reducir situaciones de conflicto entre sus usuarios en condiciones de escasez por sequía y, además, producir un impacto positivo en la genera-

ción de Enel Generación Chile en la zona y, por ende, en el margen operacional de la compañía.

Los eventos enfrentados por Enel Generación Chile, tanto en el proceso de licitación antes descrito, como la condición persistente de años secos desde 2010 y otras condiciones desfavorables, permiten constatar la fortaleza que posee Enel Generación Chile para desplegar sus actividades operacionales y comerciales con un alto desempeño, lo que se debe a que la compañía posee atributos en este ámbito que merecen destacarse. En efecto, entre sus fortalezas destaca: i) Posee un parque generador de gran tamaño, diversificado tecnológicamente, conformado principalmente por centrales hidroeléctricas y termoeléctricas eficientes, lo que sumado a su alta disponibilidad, le permite conseguir un alto nivel de competitividad en producción, con bajos costos promedio de operación; ii) Su política comercial ha sido diseñada y permanentemente actualizada en forma coherente con las características de producción de su parque generador y con las condiciones que le impone un mercado cada vez más competitivo y también en línea con las exigencias que establecen las normas eléctricas. El objetivo de dicha política ha sido conjugar el logro de una rentabilidad atractiva, con una posición de baja exposición al riesgo hidrológico y, últimamente, con la condición alta competitividad y sobreoferta que se observa en el mercado eléctrico, debido a la importante penetración de generación a base de ERNC. y iii) La política de gestión de sus instalaciones mantiene como meta la optimización permanente de las mismas, de modo que cuenten con un alto estándar de calidad, disponibilidad y sostenibilidad, aplicando para esos fines, procedimientos de operación y programas de mantenimiento y modernización que cumplan íntegramente con las exigencias técnicas y ambientales dispuestas por la regulación eléctrica y ambiental.



Condición hidrológica en el SIC

El 2016 tuvo características de año seco, con un deshielo muy seco al comienzo del año y escasas precipitaciones durante el resto del ejercicio. Los dos primeros trimestres si bien resultaron ligeramente más húmedos que el año anterior, sus probabilidades de excedencia acumulada de afluentes fueron igualmente muy altas, del orden de 89% y 87%, respectivamente. Esta condición empeoró durante el tercer trimestre, dejando como resultado una menor recuperación de los niveles en los embalses estacionales, lo que significó registrar para ese trimestre una probabilidad de excedencia de 90%. En el último trimestre, correspondiente al período de deshielo, se registró una hidrología muy seca del orden 98%, cuyo efecto sumado al de los trimestres anteriores, redundó en definitiva en la probabilidad de excedencia acumulada promedio de afluentes de 93% para 2016, porcentaje que refleja un año mucho más seco que 2015, quedando entre los años más secos de la estadística.

Generación y costos de suministros en el SIC

La condición hidrológica más seca que la de 2015, se manifiesta también en un suministro térmico superior a la de 2015. En efecto, el abastecimiento del SIC en 2016 alcanzó una cifra de los 53.799 GWh, fue 58% de origen térmico, superior al 49% de 2015. La participación hidroeléctrica fue 36% disminuyendo significativamente respecto del 45% del ejercicio anterior. En la generación termoeléctrica, el carbón mantuvo su predominio con el 32% de la generación total del SIC, participación superior al 27% de 2016; le siguió GNL, con un aporte 18%, frente al 16% de 2015, y el diésel con 4% superó a la biomasa (3%) del total.

Respecto de la generación con energías renovables de origen solar y eólica, mantiene su participación de 6% de la generación total del SIC, con una contribución eólica de 4%, y solar de 2% del total.

La producción eléctrica de Enel Generación Chile tuvo una participación de 33% de la total del SIC, que fue levemente inferior al 34% del ejercicio anterior. Su aporte hidroeléctrico fue 17% del total, menor al 23% de 2016, lo que representó

una generación de 9.084 GWh. La generación termoeléctrica de Enel Generación Chile fue de 8.724 GWh, que representó 16% del total, cifra superior a los 5.919 GWh de 2016 (11%), debido en gran parte a la mayor generación con carbón y gas natural. En efecto, su producción con carbón sube de 956 GWh en 2015 a 2.995 GWh por la mayor disponibilidad de la central Bocamina; y la generación con gas natural, sube de 4.927 GWh en 2015 a los 5.713 GWh en el ejercicio 2016. Así, la generación térmica en a base de carbón de la compañía representó una participación de 6% del total generado en ese sistema, y en base a gas natural 11%. Muy distante le sigue la generación eólica de 110 GWh, (0,2% del total), mientras que la generación con petróleo fue casi nula (16 GWh).

En relación con la generación eléctrica por insumo, es importante destacar que Enel Generación Chile mantuvo su primacía en la producción hidroeléctrica con una participación del 48% del total generado con ese insumo (el 2015 fue de 51%). En el caso del GNL, también tuvo un aporte mayoritario con 58% del total producido con dicho combustible. La generación eólica, que alcanzó los 110 GWh, representó el 6% del total eólico del SIC.

Durante 2016, los precios promedio de los combustibles presentaron disminuciones respecto de 2015. En el caso del carbón, que fue el combustible preponderante de 2016, su precio promedio tuvo una reducción del orden de 12% desde un valor promedio anual de 93 US\$/Ton el 2015, a precio del orden de 82 US\$/Ton en 2016. En el caso del GNL, el siguiente en participación en el SIC y el principal utilizado por Enel Generación Chile, su precio promedio tuvo una disminución cercana al 5%, de 240 US\$/Dm3 a 191 US\$/Dm3 del 2016. En el caso de los combustibles líquidos, de baja preeminencia en la generación del SIC, su precio promedio volvió a tener un descenso importante en 2016, del orden de 19% el petróleo diésel y 27% el fuel oil.

En el contexto de lo indicado anteriormente, tanto el costo promedio de generación como el precio promedio de la energía del ejercicio, nuevamente disminuyeron respecto del año anterior. En el caso del precio de la energía, si se toman como referencia los valores del mercado spot en un nudo de consumo relevante como lo es la Subestación Alto Jahuel 220 kV, se observa una reducción de 36% respecto de 2015. De un valor promedio anual de 92 US\$/MWh en 2015, disminuye a 59 US\$/MWh en 2016.

La importancia del gas natural licuado (GNL)

El ingreso de Enel Generación Chile al mercado del GNL se remonta a 2009, cuando se puso en operación el Terminal de Regasificación de GNL Quintero, proyecto de interés nacional que requirió un importante esfuerzo público - privado para asegurar el suministro de gas natural en el país ante la interrupción del suministro de Argentina.

Enel Generación Chile fue, junto a Metrogas y Enap, promotor del desarrollo del Terminal de GNL Quintero, infraestructura que ha jugado un rol clave en el abastecimiento de energía en la zona central de Chile, tanto para clientes residenciales e industriales, así como también para el sistema eléctrico.

En 2016 se concretó la salida de Enel Generación Chile de la propiedad de GNL Quintero, a través de un acuerdo con Enagás, empresa líder en infraestructuras de gas natural, que adquirió la totalidad de la participación de la compañía en GNL Quintero, equivalente al 20% por US\$197 millones. Este acuerdo no compromete el uso de los derechos de regasificación de Enel Generación Chile como usuario del terminal, donde actualmente tiene una capacidad de regasificación contratada de 5,4 MMm³/d (37% de la capacidad del terminal) en un contrato de largo plazo vigente hasta 2035, para abastecer los requerimientos de gas para sus centrales y para el desarrollo de iniciativas de comercialización.

Desde el punto de vista de la operación eléctrica, la disponibilidad de GNL permitió compensar la menor disponibilidad de energía hidráulica debido a las condiciones extremadamente secas del periodo. A ello contribuyeron los contratos de arriendo de la central termoeléctrica Nueva Renca que fueron suscritos con AES-Gener durante 2016, que permitió poner a disposición del SIC generación eléctrica con gas natural en dicha unidad, como complemento a su uso en el complejo San Isidro y la central Quintero. De esta forma, la generación de Enel Generación Chile con este combustible (incluyendo la operación de Nueva Renca) fue de 5,7 TWh en el año, lo que representó 11% de la generación anual del SIC, 16% más que en 2015.

Desde el punto de vista de la comercialización de gas, durante 2016 se marcaron hitos significativos. Enel Generación Chile, junto ENAP y Metrogas, participaron de la inédita exportación de gas natural hacia Argentina durante el periodo

de invierno, utilizando para ello la infraestructura de transporte existente desde el Terminal de Quintero hacia Argentina. Los envíos de gas totalizaron 277 millones de m³ de gas, donde Enel Generación Chile aportó el 58% del volumen exportado por la zona central.

En el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se concretó con GNL Mejillones la firma de un contrato de Uso del Terminal (TUA, por su acrónimo en inglés) que permitió la descarga de un embarque de GNL en dicho terminal. Esta operación permitió la renovación de contratos de compra-venta de gas con clientes industriales del norte del país y el uso de dicho combustible en las unidades de Enel Generación Chile conectadas a la red de gasoductos del norte (Taltal y GasAtacama), lo que ha conducido a que la compañía sea hoy el principal comercializador industrial de gas en el norte del país.

Por otra parte, y en relación con la comercialización de GNL por camiones, 2016 estuvo marcado por el inicio de las operaciones de 4 plantas satélites de regasificación (PSR), bajo contratos de suministro de largo plazo que Enel Generación Chile suscribió con las empresas distribuidoras de gas GasValpo (para suministrar en La Serena-Coquimbo y Los Andes, que se sumaron a Talca, inaugurada a fines de 2015), Intergas (para suministrar a Temuco) y GasStream, para suministro a un cliente industrial. De esta forma, Enel Generación Chile se consolida como suministrador de GNL y es pionero en la gasificación de ciudades no vinculadas a la red de gasoductos.

Respecto al trading de GNL, Enel Generación Chile realizó operaciones de venta de embarques de GNL.

Durante 2016, el terminal de Quintero descargó 39 embarques, con un contenido equivalente a 3.976 MMm³ de gas natural, de los cuales 1.322 MMm³ correspondieron a Enel Generación Chile para sus requerimientos de generación y comercialización. Cabe señalar que unos 870 MMm³ de gas de otros socios del terminal también fueron destinados a producción eléctrica, a través de su venta a otros generadores del SIC.

En este contexto, Enel Generación Chile se sigue consolidando como actor relevante y pionero en el mercado gasista en Chile, desarrollando nuevas actividades de comercialización de gas y GNL.

Aspectos regulatorios asociados al sector eléctrico: proyectos de ley, reglamentos y normas técnicas

De acuerdo con el compromiso asumido en la Agenda de Energía, el 20 de julio de 2016 se publica en el Diario Oficial de Ley N°20.936, que establece Sistema de Transmisión Eléctrica y crea un organismo Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional. Para el caso de la transmisión eléctrica, el esta ley considera una nueva definición funcional de los sistemas de transmisión que reemplaza las actuales definiciones de Troncal, Sub transmisión y Adicional por las de Nacional, Zonal, Polos de Desarrollo y Dedicada, cuya finalidad es fomentar la realización de la capacidad de transmisión suficiente a nivel nacional y zonal, para permitir y para facilitar el desarrollo de la generación según su localización y tecnología. Además, establece un nuevo esquema de remuneración de la transmisión en base a cargos fijos (estampillado) pagados por la demanda. En el caso del Coordinador Independiente, se modifica su estructura actual, disponiendo lo siguiente: i) La estructura del Directorio se remplaza por un Consejo Directivo, compuesto por 7 miembros y elegido por un Comité especial

de Nominaciones (6 miembros, provenientes principalmente de organismos del estado) y ii) El Coordinador mantiene su responsabilidad actual de coordinar la operación del sistema y determinar las transferencias del mercado spot y agrega como nuevas funciones la de monitorear la competencia y garantizar la cadena de pago y iii) Supone la interconexión SIC-SING, por cuanto se propone un organismo para ambos sistemas.

Además, esta ley incluye una regulación de los servicios complementarios y un sistema de planificación energética que se realiza cada 5 años para un horizonte de treinta años, que incluirá definición de escenarios de largo plazo, identificación de polos de desarrollo, participación ciudadana en esta actividad y otros. También incluye modificaciones en la modalidad de los precios de nudo de corto plazo y precio de nudo promedio. Una característica de esta normativa, es que aumenta en forma importante las atribuciones técnicas de la CNE.

Como complemento de esta Ley N°20.936, la autoridad eléctrica ha propuesto una serie de reglamentos los cuales ha sometido al conocimiento y discusión pública a través de exposiciones y talleres de participación para los cuales el Ministerio de Energía elaboró programas de trabajos con fechas y plazos, de los cuales gran parte se han llevado a cabo durante 2016, con la participación de la compañía.



En el ámbito comercial

Las acciones comerciales efectuadas por Enel Generación Chile durante el año 2016 estuvieron ordenadas con su política comercial, cuyo propósito fue armonizar el logro conjunto de los siguientes objetivos: mantener el liderazgo en la industria, administrar adecuadamente el riesgo y la rentabilidad de la compañía en la condición desfavorable de 2016 para el SIC, llevar a cabo acciones para cumplir con la fidelización de sus clientes, búsqueda de mayor cantidad de clientes y lograr una mayor eficiencia en la gestión comercial interna. Las acciones principales realizadas se indican a continuación.

Respecto de la gestión de contratos con clientes se alcanzó acuerdo y firma de nuevos contratos de suministro de electricidad con importantes clientes mineros e industriales, tales como Anglo American y otros.

En agosto de 2016 se dio a conocer el resultado de la licitación de suministro LIC2015/01 para clientes regulados de todo Chile, en la cual Enel Generación Chile logró la adjudicación de aproximados 5.900 GWh/año para un suministro de 20 años entre el 2022 y 2041.

Proyectos en construcción y optimización de Enel Generación Chile

Proyecto Los Cóndores

El proyecto hidroeléctrico Los Cóndores está localizado en la cuenca del Maule, Región del Maule, en la comuna de San Clemente. Consiste en una central hidroeléctrica de pasada de aproximadamente 150 MW de potencia instalada, con dos unidades Pelton verticales, que utilizará agua del embalse Laguna del Maule, a través de un túnel de aducción de 12 km. La central se conectará a la red nacional en la subestación Ancoa (SIC), a través de una línea de transmisión de 87 km.

La Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto de optimización de la central fue obtenida en noviembre de 2011 y la de la línea de transmisión en mayo de 2012. En noviembre de 2014, la Dirección General de Aguas (DGA) aprobó el permiso de obras hidráulicas.

A fines de 2016, se alcanzaron acuerdos de servidumbre voluntaria por el 93,2% del total de las estructuras requeridas para conectar la central al Sistema Interconectado Central (SIC). En paralelo, se está desarrollando el proceso de Concesión Eléctrica Definitiva para ser aplicada en caso de ser necesario.

Los principales avances del proyecto en el año 2016, fueron:

- > Marzo 2016, la máquina Raise Borer comenzó la primera etapa de excavación en el pique vertical.
- > Mayo 2016, se inició la excavación del túnel de aducción aguas abajo desde el área de la obra de toma.
- > Junio 2016, se recibió el distribuidor y blindaje de la unidad 1.
- > Julio 2016, se inició el montaje de la unidad 1, con la instalación del blindaje y del distribuidor.
- > Septiembre 2016, comenzó el montaje de las estructuras para la línea de transmisión.
- > Noviembre 2016, la máquina tuneladora (TBM) finalizó la excavación de la Ventana Lo Aguirre, y comenzó la excavación del túnel de aducción aguas abajo desde la Ventana Lo Aguirre.



- > Desde noviembre 2016, el puente grúa de construcción se encuentra operativo.

Este proyecto está siendo financiado principalmente con fondos generados internamente. La inversión total estimada es de \$407.928 millones, de los cuales \$172.479 millones fueron devengados al 31 de diciembre de 2016.

Optimización central Bocamina segunda unidad

Bocamina es una planta de generación a carbón, localizada en la comuna de Coronel (Concepción, sur de Chile), compuesta por dos unidades de 128 MW y 350 MW.

Bocamina II entró en operación comercial en octubre de 2012, y fue detenida en diciembre de 2013, obedeciendo la orden judicial dictada por el tribunal de Concepción.

Enel Generación Chile presentó una nueva evaluación de impacto ambiental (EIA) en diciembre de 2013, proponiendo un plan de optimización técnica. El EIA es aprobado el 16 de marzo de 2015, y el 2 de abril de 2015 se obtiene la RCA.

El alcance de los trabajos a realizar es el siguiente:

- > Instalación de Filtros Johnsons en ambas unidades, para mitigar la succión de organismos microbiológicos.
- > Instalación de estructura geodésica para las canchas de carbón norte y sur.
- > Mejora del vertedero de cenizas en operación.
- > Estudios de un nuevo vertedero de cenizas
- > Implementación de una planta de tratamiento de aguas lluvias.

Los principales avances del proyecto, en 2016, fueron:

- > En abril se finalizó la instalación del filtro Johnson de la unidad 1
- > En junio terminaron las mejoras del vertedero actual fase 3 y en julio la fase 2.
- > En diciembre finalizó la construcción de la estructura geodésica de la cancha norte.
- > A 31 de diciembre la Dirección de Obras Municipales (DOM) de Coronel, no ha otorgado el permiso de construcción para el domo de la cancha sur. El 6/10/2016 la "Contraloría General de la República" emitió una carta dirigida al DOM de Coronel indicando que tiene que expedir el permiso lo antes posible. Se está a la espera de la respuesta del DOM.

Considerando que el permiso de construcción para la estructura de la cancha sur sea expedido por la DOM durante enero de 2017, se espera que la construcción finalice en 2018. La inversión total estimada es de \$62.645 millones, de los cuales \$42.320 millones fueron devengados al 31 de diciembre de 2016.



Proyecto Tarapacá DeSox & DeNOx, reequipamiento ambiental

Central Tarapacá cuenta con una unidad térmica a carbón, una capacidad de 158 MW, y con una generación media anual de 1.100 GWh, suministrando energía al Sistema Interconectado Norte Grande (SING).

El 23 de junio de 2011, se publicó el DS N°13, que regula las emisiones de las centrales térmicas, obligando a la reducción de las emisiones de SO₂ y NO_x a la atmósfera antes del 23 de junio de 2016. Lo anterior implicaba adaptar la planta de Tarapacá para cumplir con este decreto, mediante la instalación de un Desulfurizador (DeSox) y de medidas primarias para reducir las emisiones de NO_x (DeNOx).

El proyecto se encuentra en la etapa final de comisionamiento, la cual se mantiene pendiente de término debido a que la central se encuentra con potencia limitada a 70 MW.

Los principales avances del proyecto, en 2016, fueron:

- > Planta de desalinización: entregada a la operación de la central el 15 de junio de 2016.
- > Sistema de manejo de cenizas: entregado a la operación de la central el 16 de junio de 2016.
- > Sistema eléctrico: entregado a la operación de la central el 24 de junio de 2016.
- > SDA y sus auxiliares: entregado a la operación de la central el 1 de agosto de 2016.
- > El 4 de noviembre de 2016 se firmó el "Acta de entrega provisoria del proyecto a explotación".
- > El 15 de noviembre de 2016 se completó, con resultados positivos, el test de rendimiento de la desaladora.
- > El 15 de diciembre de 2016 se informa que la unidad es comercialmente operable.
- > Los trabajos de comisionamientos pendientes se realizarán una vez que la central esté operativa para carga máxima, sin necesidad de realizar una nueva parada de la central.

Se espera que el comisionamiento finalice en marzo de 2017. La inversión total estimada es de \$68.350 millones, de los cuales \$65.718 millones fueron devengados al 31 de diciembre de 2016.

Proyectos en estudio

En Enel Generación Chile se analizan continuamente diferentes oportunidades de crecimiento que respondan a las necesidades del mercado. A partir de 2015, la compañía reformuló su portfolio de proyectos de modo de tener opciónalidad en la decisión de inversión. El foco está puesto en una cartera formada por proyectos con una visión sostenible, considerando en ello la perspectiva técnica, ambiental, social y económica. La fecha esperada para la puesta en servicio de cada proyecto es continuamente revisada y es definida sobre la base de las oportunidades comerciales y de la capacidad de la compañía para materializar estos proyectos.

Los proyectos en curso más relevantes son los siguientes:

Proyecto hidroeléctrico Neltume

El proyecto Neltume está ubicado en la Región de Los Ríos en la parte alta de la cuenca del río Valdivia.

Cualquier iniciativa de generación desarrollada por la compañía tiene que contar con el apoyo de las comunidades, ser técnicamente viable y económicamente sostenible.

Por lo tanto, Enel Generación Chile, si bien no está renunciando en forma definitiva a la ejecución de esta iniciativa, desiste de ejecutarlo en la forma en que venía desarrollándolo, teniendo en cuenta las condiciones actuales del mercado eléctrico y su influencia en la rentabilidad del proyecto.

En ese marco, en diciembre 2015 -luego de un proceso de consulta indígena- se retiró el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) de la central hidroeléctrica Neltume para explorar distintas alternativas de diseño teniendo en consideración los planteamientos de las comunidades en diversas instancias de diálogo.

Durante 2016, se trabajó en un nuevo diseño para la iniciativa, tanto en aspectos técnicos como ambientales. Dicho proceso se continúa, promoviendo espacios de colaboración y visiones comunes, en todo lo posible, con las comunidades y autoridades locales. El propósito de Enel Generación Chile es lograr un desarrollo del proyecto de un modo armónico con el entorno territorial, social y ambiental, en línea con los requerimientos energéticos de la región y del país.

Proyecto de optimización Taltal

El proyecto se ubica en la Región de Antofagasta y consiste en un proyecto de eficiencia energética que aprovecha el calor de los gases emitidos por las turbinas existentes para producir vapor. Este aprovechamiento se realiza con la instalación de una turbina a vapor y su generador, la que permite convertir la planta existente de Taltal, de ciclo abierto, en una central a gas de ciclo combinado. Actualmente, la planta dispone de dos turbinas a gas de 120 MW de capacidad cada una. La potencia que agregaría la turbina a vapor sería de aproximadamente 130 MW y, por lo tanto, la planta Taltal alcanzaría una potencia total de 370 MW. La energía producida sería entregada al SIC a través de la línea existente Diego de Almagro-Paposo, la cual corresponde a un doble circuito de 220 kV.

En diciembre de 2013 ingresó al Sistema de Evaluación Ambiental la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto de optimización. La principal modificación se refiere al cambio del sistema de refrigeración, de uno húmedo (en base a agua de mar) a uno seco, que utilizará aerocondensadores. La compañía, recogiendo el interés y preocupación de la comunidad de Paposo, decidió suspender la tramitación ambiental del proyecto de manera voluntaria durante 2016, para trabajar en un protocolo de entendimiento, el que logró importantes acuerdos con esta comunidad, entre ellos, la eliminación de las obras marítimas y desistir de la tramitación de la Concesión Marítima ante el Ministerio de Defensa. El martes 17 de enero de 2017, los miembros de la Comisión de Evaluación Ambiental de Antofagasta por unanimidad resolvieron favorable la Resolución de Calificación Ambiental del proyecto.

La nueva etapa del proyecto de optimización Taltal considera continuar con el plan de relacionamiento con la comunidad de Paposo y Taltal, trabajando en torno a una propuesta de desarrollo local.

Proyecto hidroeléctrico Vallecito

El proyecto se ubica en la Región del Maule, particularmente en la zona alta de la cuenca del río Maule. Consiste en una central hidroeléctrica de pasada con una potencia instalada cercana a los 70 MW. La energía producida sería entregada al Sistema Interconectado a través de la línea de conexión de la central hidroeléctrica Los Cóndores, proyecto de la compañía actualmente en construcción.

Vallecito se ha desarrollado sobre la base de un plan de desarrollo sostenible, que consiste en definir actividades a desarrollar en el ámbito técnico-económico, ambiental y social para la iniciativa, que posicen este nuevo proyecto en altos estándares de sostenibilidad. Es así como ha integrado procesos colaborativos con las comunidades y ha contribuido al trabajo de visión compartida en el territorio, consolidando con nueve comunidades de la Ruta Pehuenche líneas de acción por localidad que pongan en valor sus aspiraciones, capacidades y proyectos que permitan acercarse a la visión de futuro deseada, en donde Enel Generación Chile forme parte como un actor más del territorio.

Durante 2016, se realizaron los estudios de factibilidad técnica del proyecto, culminando una serie de campañas de estudios en terreno (sondajes, calicatas, prospección geofísica, entre otros); se iniciaron campañas de línea base ambiental y se inició la implementación del plan de desarrollo sostenible, apoyando los trabajos territoriales de visión compartida que consistieron en más de 45 talleres con la participaron de más de 500 personas de las zonas aledañas a la Ruta Pehuenche.

Vallecito quiere ser una contribución sostenible para el crecimiento de Enel Generación Chile, en el marco de las energías renovables para el país.



Proyecto cierre del ciclo combinado Quintero

El proyecto se ubica en la Región de Valparaíso y consiste en un proyecto de eficiencia energética que aprovecha el calor de los gases emitidos por las turbinas existentes para producir vapor. Este aprovechamiento se realiza con la instalación de una turbina a vapor y su generador, la que permite convertir la planta existente de Quintero, de ciclo abierto, en una central a gas de ciclo combinado. Actualmente, la planta dispone de dos turbinas a gas con una capacidad total de 250 MW. La potencia que agregaría la turbina a vapor sería de aproximadamente 130 MW y por lo tanto, la planta Quintero alcanzaría una potencia total de 380 MW. La energía producida sería entregada al SIC a través de la línea existente Quintero-San Luis, la cual corresponde a un simple circuito de 220 kV, construida para evacuar la energía del ciclo combinado.

Entendiendo que la zona del proyecto tiene una fuerte actividad industrial, la compañía ha decidido potenciar su estrat-

egia global en cuanto a desarrollar proyectos sobre la base de la sostenibilidad y la colaboración con las comunidades, de manera que, especialmente en este caso, se reduzcan los impactos ambientales, encadene la oferta productiva local a la demanda de las empresas del sector portuario, y diversifique sus actividades productivas, repotenciando el turismo y desarrollo local.

Durante 2016, se realizaron los estudios de factibilidad técnica de la iniciativa, se iniciaron las campañas de línea base ambiental y se inició la implementación del plan de desarrollo sostenible apoyando los trabajos territoriales de visión compartida.

Terrenos para proyectos termoeléctricos

El 10 de marzo de 2014, Enel Generación Chile y el Ministerio de Bienes Nacionales firmaron un Contrato de Concesión por dos terrenos para el desarrollo de centrales termoeléctricas. Uno de ellos se ubica en la Región de Antofagasta, al norte de la ciudad de Mejillones y el otro, en la Región de Atacama, al norte de la ciudad de Caldera.

Dado las actuales condiciones del mercado y el permanente análisis de los proyectos, Enel Generación Chile decidió no continuar con estas iniciativas, en el marco del compromiso de desarrollar proyectos sostenible, y económicamente viables.

Terrenos reservados para futuros proyectos

A diciembre de 2016 Enel Generación Chile mantiene bienes inmuebles (terrenos) por una superficie total de 78,8 hectáreas aproximadamente, destinados a ser utilizados en proyectos termoeléctricos a gas natural e hidroeléctricos. Estos bienes se ubican en la Región de Antofagasta (36,8 hectáreas) y en la Región de Los Lagos (42 hectáreas).





■ Medio Ambiente

■ Medio Ambiente

Durante 2016, se implementó un Sistema de Gestión Integrado (SGI) y multi sitio para todas las instalaciones que Enel Generación Chile tiene en operación en el territorio nacional, logrando la certificación bajo esta modalidad en las normas ISO 14.001, OHSAS 18.001 e ISO 9.001 para la totalidad del parque de generación. De este modo, al 31 de diciembre de 2016, el 100% de la potencia instalada de Enel Generación Chile cuenta con sistema de gestión ambiental, de seguridad, salud ocupacional y calidad.

Principales hitos de gestión ambiental

En la central San Isidro, ubicada en la Región de Valparaíso, se mantienen los planes de trabajo relativos a la implementación de abastecimiento complementario externo de agua cruda para levantar las restricciones de generación, producto de las limitaciones de calidad que se ha generado en el agua de pozos propios y que es utilizada para la refrigeración. Durante 2016, la central disminuyó en alrededor de 50% el suministro de agua externa proveniente de pozos distantes a la planta, reduciendo el número de viajes de camiones. Además, ha continuado trabajando en diversificar las alternativas de solución para este tema, durante 2016 los principales avances estuvieron relacionados con los estudios de factibilidad técnica y ambiental del proyecto de planta ZLD (Zero Liquid Discharge), el cual corresponde a una instalación para el tratamiento del agua de pozos, que permitiría extraer el sulfato al agua antes de su ingreso al proceso de refrigeración. En el mismo sentido, se obtuvo el pronunciamiento favorable de la autoridad ambiental a la consulta de pertinencia de ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), de un sistema de módulos de osmosis inversa para maximizar el agua resultante del proceso de enfriamiento de la central. Además, en diciembre de 2016, la Dirección General de Aguas (DGA) otorgó resolución de determinación de caudal de dilución en el sector de descarga del río Aconcagua, para la descarga en el río.

Respecto de los avances en gestión ambiental de la central Bocamina, destaca la construcción del techo de la cancha de carbón norte, la cual al 31 de diciembre de 2016, presenta un avance del 100%.

Durante 2016, se obtuvo además el pronunciamiento favora-

ble de la autoridad ambiental a las consultas de pertinencia de ingreso al SEIA relativas a la utilización de carbón de pequeños productores locales y a la valorización de yeso, por lo que se permite su comercialización. Esto se suma a las autorizaciones sanitarias obtenidas para la valorización de cenizas y yeso de la central termoeléctrica.

El inicio del techado de la cancha de carbón sur está a la espera de contar con el permiso de edificación.

Durante 2016, la central Tarapacá implementó acciones específicas contenidas en el programa de trabajo definido en el Acuerdo de Producción Limpia (APL) del Borde Costero de la Región de Tarapacá. En julio de 2016 se realizó una auditoría de los avances relativos a este objetivo, encontrándose que el cumplimiento de cada una de las metas y acciones comprometidas a la fecha fue de 100%. Además, durante 2016, el personal de Tarapacá participó en los talleres mensuales realizados por la Asociación de Industriales, realizando exposiciones que dan cuenta de los avances en materias ambientales de la planta.

Respecto de las actividades relacionadas con los compromisos de la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) de la central hidroeléctrica Ralco, durante 2016, destacan las siguientes:

- Enel Generación Chile y la U. de Concepción firmaron en enero, un convenio de reforestación de 700 hectáreas con especies arbóreas nativas. Las plantaciones, a cargo de la Universidad, se realizarán entre 2016 y 2020, para cumplir con uno de los programas de mitigación debido a la construcción de la central. Diversos miembros de comunidades de pueblos originarios de las regiones de Biobío y de La Araucanía fueron capacitados para colectar semillas de especies forestales nativas.
- En enero, se iniciaron a los trabajos de restauración de botaderos y yacimientos utilizados durante la construcción de la central Ralco. El objetivo del proyecto de restauración es contribuir a la recuperación de estos sitios con especies nativas del sector.
- En marzo, Enel Generación Chile entregó oficialmente a la comunidad de El Barco (comuna de Alto Biobío), el cementerio de dicha comunidad. El Director Regional de la Corporación Nacional de Desarrollo Indígena (Conadi) de la Región del Biobío fue el encargado de hacer la entrega. El cementerio fue un compromiso de la compañía por la construcción de la central.

- > Durante marzo se realizó la entrega al alcalde de la comuna de Alto Biobío, Nivaldo Piñaleo, de un mapa temático con la identificación de sitios patrimoniales de esta comuna, para ser exhibido en el museo local. Además, se efectuó la entrega de tres mil polípticos en tres idiomas (español, inglés y chedungun), para la promoción de estos sitios. Esta actividad corresponde a la difusión del "Proyecto de identificación y protección de sitios patrimoniales", que es una de las cinco medidas compensatorias establecidas por la autoridad ambiental en 2006.
 - > En abril, finalizó la construcción del puente Lonquimay, uno de los programas de compensación debido a la cons-
- trucción de la central Ralco, que entrega acceso a la comunidad de Barrio Nuevo, en Lonquimay.
- > Durante 2016, se llevó a cabo la elaboración de una propuesta de diseño para la implementación del Programa de Desarrollo de Largo Plazo, que se debe ejecutar en el marco de la RCA de Ralco, en beneficio de las comunidades reubicadas de Ayin Mapu y El Barco. La propuesta de diseño fue trabajada con los propios integrantes de las comunidades y sus directivas, mediante talleres en los cuales los propios beneficiarios identificaron sus temas de interés, posibilidades de mejoras, definiendo las actividades y los proyectos que esperan desarrollar a partir de 2017.

Cumplimiento de norma de emisión de centrales termoeléctricas

En relación con el cumplimiento de las exigencias establecidas en el D.S. N°13/11 Norma de Emisiones de Centrales Termoeléctricas, el parque termoeléctrico de Enel Generación Chile y su filial GasAtacama continua trabajando a fin de cumplir con las últimas versiones de protocolos y guías establecidos por la Superintendencia del Medio Ambiente. Adicionalmente, durante 2016, finalizaron los proyectos de implementación de mejoras que permiten que todas las plantas cumplan con los límites de MP, SO₂ y NO_x establecidos en la normativa. Es así como Tarapacá cuenta con un desulfurizador del tipo semi seco y un sistema de quemadores de baja generación de NO_x para reducir sus emisiones de NO_x. La central Taltal ha implementado un sistema de inyección de agua desmineralizada que le asegura el cumplimiento de los límites de NO_x en operación con petróleo diésel.

En octubre de 2016, la SMA publicó los informes de verificación de cumplimiento de los límites vigentes el 2015 en la mayoría de las plantas, sobre la base de las emisiones informadas en los reportes trimestrales que cada planta cargó en el portal "Centrales termoeléctricas" de dicho organismo. Como resultado de esta verificación, al 31 de diciembre de 2016, la compañía cuenta con informes favorables de cumplimiento para la mayoría de las Unidades de Generación Eléctrica (UGE) con las que cuenta la compañía.

cido en la resolución de la SMA N°1.053. Al 30 de diciembre de 2016 todas estas propuestas estaban aprobadas, por lo que la compañía reportará sus emisiones conforme a dichas metodologías, y sobre dicho reporte pagará sus impuestos por el ejercicio 2017.

Nuevos proyectos

En el proceso de Evaluación de Impacto Ambiental de la DIA para el cierre del ciclo combinado de la central termoeléctrica Taltal, iniciado en diciembre de 2013, durante noviembre de 2016 se firmó un Protocolo de Entendimiento entre la comunidad de Paposo y Enel Generación Chile, que permitió alcanzar un acuerdo que implica cambios en el proyecto y mayor relación con la comunidad. En diciembre se presentó el Adenda 3 de la evaluación, donde se plasma este protocolo.



Impuestos verdes

Todo el parque térmico de Enel Generación y su filial GasAtacama presentó a la SMA propuesta de metodología de cuantificación de emisiones en cumplimiento de lo estable-





Sostenibilidad

Sostenibilidad

La Política de Sostenibilidad de Enel Generación Chile establece como directriz el crecimiento responsable de la compañía teniendo como uno de sus pilares fundamentales el establecimiento de relaciones responsables con la comunidad, con el objetivo de posicionar el concepto estratégico de Open Power, así como también lograr la generación de valor compartido en las sociedades en las que opera.

De este modo, durante 2016, la compañía consolidó una estructura territorial, organizando equipos de trabajo de las distintas áreas en terreno. Además, definió criterios y principios para un relacionamiento justo, donde se involucra a los grupos de interés desde el diseño del proyecto, asegurando la simetría en las instancias de diálogo y garantizando el acceso a la información necesaria para la toma de decisiones.

El objetivo es desarrollar activamente relaciones de confianza de largo plazo con los grupos de interés presentes en el territorio, e implementar una estrategia de relacionamiento continua y consistente, de forma que se minimicen y/o mitiguen los riesgos relacionados con la inserción de la compañía en ese territorio determinado.

Enel Generación Chile enfoca su plan de sostenibilidad en la visión Open Power, en el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, en el objetivo de generar valor compartido y en el cumplimiento de su Política de Derechos Humanos.

Visión Open Power

Enel Generación Chile pone al centro de su negocio el concepto de "Apertura" como una piedra angular de su enfoque estratégico y operativo: abrir la energía a más personas; abrir la energía a nuevas tecnologías; proporcionar nuevas formas de gestión de la energía a las personas; extender la energía a nuevos usos; y extenderla a más alianzas.

Objetivos de desarrollo sostenible

En 2015, Naciones Unidas adoptó definitivamente los nuevos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). A través de ellos, el organismo invita a las empresas a utilizar la creatividad y la innovación para abordar los retos del desarrollo sostenible, como la pobreza, igualdad de género, agua y energía limpias, y cambio climático.

En esa ocasión, Enel anunció la intención del Grupo de contribuir a alcanzar cuatro de los 17 objetivos. En particular, Enel y sus empresas en el mundo se han enfocado en los siguientes objetivos:

1. Educación de calidad
Apoyar actividades de educación para 400.000 personas hacia 2020, a través de proyectos similares a los ya iniciados, tales como programas de becas en América Latina.
2. Energía asequible
Comprometerse con la promoción de la energía asequible, sostenible y moderna a través de la iniciativa ENabling EElectricity, que beneficiará a tres millones de personas, principalmente en África, Asia y América Latina.
3. Trabajo decente y crecimiento económico
Promover el empleo y un crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible para 500.000 personas.
4. Acción por el clima
Adoptar iniciativas para combatir el cambio climático, con el objetivo de alcanzar la neutralidad del carbono en 2050.

Valor compartido como estrategia de largo plazo

En una visión de largo plazo, Enel Generación Chile busca convertir asuntos sociales relevantes en oportunidades de negocio que por ende traigan beneficios a la sociedad y a la empresa.

Política de derechos humanos

Enel Generación Chile aprobó en 2013 su Política de Derechos Humanos como expresión de su compromiso y responsabilidad con este ámbito clave de la sostenibilidad social y corporativa. El documento recoge el compromiso y las responsabilidades de la compañía en relación con todos los derechos humanos, y en especial con los que afectan a la actividad empresarial y a las operaciones desarrolladas por todos los trabajadores de la compañía en Chile.

Bajo este marco normativo, la compañía realizó un diagnóstico en materia de Derechos Humanos (Debida Diligencia) en Chile, con el fin de identificar aquellas situaciones de riesgo, prevenirlas y realizar un proceso de socialización de resultados hacia los grupos de interés.

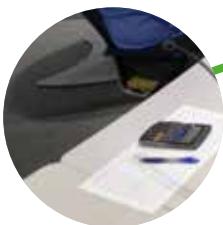
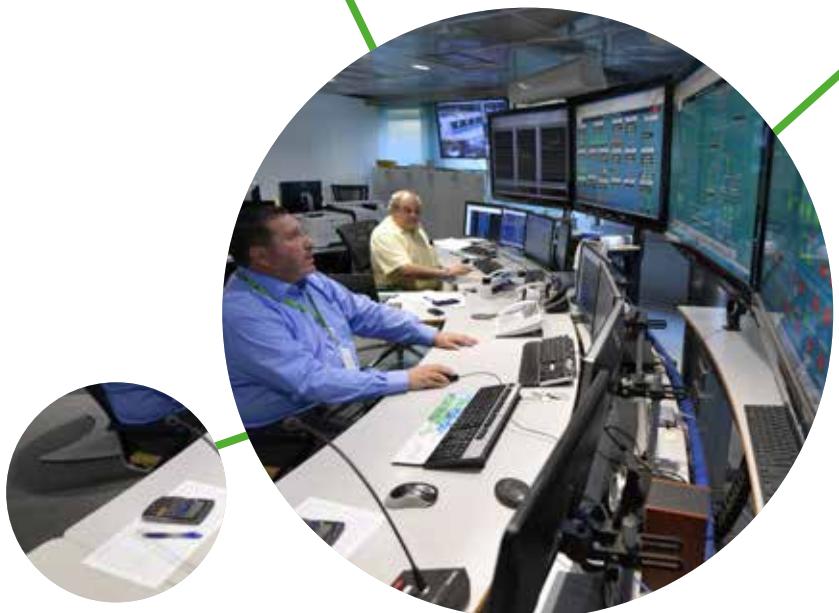
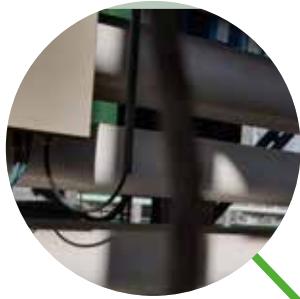


Plan de sostenibilidad

Los lineamientos y directrices del Plan de Sostenibilidad de Enel Generación Chile 2016-2020, coinciden con los pilares de desarrollo sostenible adoptados por la empresa: salud y seguridad ocupacional, creación de valor económico y financiero, sólido gobierno empresarial, medioambiente. El enfoque específico de este plan contempla cinco ámbitos de implementación: innovación y eficiencia operacional, relación responsable con las comunidades locales, gestión de las relaciones con los clientes, motivación y desarrollo de las personas, descarbonización de la matriz energética.

Conjuntamente con estas directrices y ámbitos, otro elemento central que contribuye a construir el plan consiste en la identificación de las prioridades de los grupos de interés, el cual se realiza mediante la elaboración de la matriz de materialidad. Este estudio de materialidad identificó como asuntos principales los cambios demográficos y el crecimiento de la clase media en el país y por ende el surgimiento de nuevas demandas, tales como el acceso a las tecnologías de la información, digitalización de las informaciones y la gestión descentralizada de la energía.

En Enel Generación Chile el trabajo desarrollado de acuerdo a estas directrices e insumos, resultó en una inversión social y ambiental centrada en proyectos de acceso a la electricidad, eficiencia operacional, mejoras ambientales, desarrollo económico local. Relativamente al desarrollo y motivación de las personas se han lanzado varios programas asociados con la inclusión y la diversidad. En tema de eficiencia operacional y mejora ambiental de las plantas en operación se ha invertido en proyectos emblemáticos tal como en el caso del domo del centro de acopio de carbón en la planta Bocamina. Finalmente, en términos de matriz energética, se ha llegado a un total de contribución de la energía hidroeléctrica equivalente a más del 50% de la matriz total de Enel Generación Chile. Respecto del relacionamiento comunitario, la empresa desarrolló proyectos en los ámbitos de acceso a la energía, educación y desarrollo social y económico a favor de un total aproximado de 600.000 beneficiarios.





Cultura de Innovación
en la Compañía

Cultura de Innovación en la Compañía



Para Enel Generación Chile, la innovación es un factor diferenciador que otorga una ventaja competitiva en el mercado de la generación. Por ello, la empresa aspira a mantener y mejorar su posición de liderazgo en esta materia, trabajando de manera sistemática, organizada y transversal en cuatro focos que están alineados con el plan estratégico de la compañía. Estos son:

- > Construir una integración sustentable con las comunidades (social, política y medio ambiental).
- > Colaborar proactivamente en las soluciones a los desafíos energéticos que el país enfrenta para su crecimiento sustentable.
- > Potenciar el valor de los activos de la compañía, identificando iniciativas que permitan obtener usos adicionales o de mayor eficiencia a los que originalmente se consideró para ellos.
- > Atraer, gestionar, construir y retener talento y conocimiento de alto valor para la compañía.

Durante 2016, la compañía continuó fomentando una cultura, clima y prácticas de innovación dentro de la empresa y trabajando para que dicha cultura se materialice en la creación de proyectos de valor para la organización. Para ello, es fundamental contar con un microclima interno que favorezca el desarrollo de innovación dentro de la empresa y que ésta se materialice en mayor competitividad y eficiencia en todos los procesos. En 2016, se realizaron las siguientes actividades destinadas a fortalecer la cultura de innovación y motivar una actitud creativa en todos los trabajadores de la compañía.

Captura de ideas

Se trata de la búsqueda de soluciones a desafíos reales, mediante el método de participación colaborativa. Durante 2016, se llevó a cabo una primera versión de un programa de captura de ideas llamado Gxellence, que fue trabajado en conjunto con la Unidad Operational Performance Optimization (OPO) de Enel Generación Chile. Este programa se implementó a nivel de todo Enel para el área de generación térmica.

Durante tres meses se recorrieron las plantas de generación de la compañía en el país, invitando a los trabajadores a ingresar sus ideas en las categorías de innovación y de mejora continua. Para cada categoría se hizo la siguiente categorización:

Mejora continua:

- > Performance operacional
- > Medio ambiente
- > Seguridad

Innovación:

- > Nuevos modelos de negocio
- > Medio ambiente, seguridad y performance operacional
- > Nuevas tecnologías

Las ideas ganadoras fueron premiadas en un desayuno en el que los ejecutivos de la compañía y de la línea de negocio de generación termoeléctrica, demostraron su satisfacción tanto por la participación, como por la cantidad y calidad de ideas que participaron en este programa.

Semana de la innovación

La ya tradicional semana de la Innovación tuvo este año como slogan "Desafía el equilibrio". Los trabajadores de Enel Generación Chile participaron activamente, tanto en las actividades lúdicas como en las charlas y talleres que se organizaron. La culminación de la semana se produjo con la charla dictada por los creadores del corto animado "historia de un oso", ganadora del Oscar al mejor corto animado durante 2016.

Innovación tecnológica en los procesos de generación

Un dron para cada central

Durante 2016, se realizó un profundo trabajo coordinado con la Unidad de Innovación de Italia, para empezar a dotar a cada central de generación de la compañía, con equipos de tipo robótico para labores de mantenimiento y seguridad. El proyecto incluye la entrega de un RPAs (Dron) junto a un proceso formativo y capacitación para las unidades térmicas, basado en la norma Chilena DAN 151. Esto permitirá realizar variadas actividades que por su complejidad son difíciles y riesgosas de realizar.

Herramienta de riesgos con conexión a Google Maps

Durante 2016, se desarrolló un complemento al proyecto de modelamiento tridimensional efectuado en las centrales San Isidro y Tarapacá. Este complemento permite editar los mapas de riesgo de cada central en una aplicación que puede ser cargada en el teléfono o tablet del encargado de riesgos de cada central.

Aerofotogrametría (topografía) GasAtacama

Durante 2016, el Gaseoducto de GasAtacama fue seleccionado para la prueba de un piloto a realizar durante 2017 con equipos de vuelo autónomo de gran altitud para modelamiento aero fotogramétrico, lo que permitirá un mejor control de variables que no son visibles a simple vista.

Quintero 3D

Durante 2016, se realizaron las acciones previas- entre planificación, capacitación y convenios con proveedores de tecnología- que permitirán realizar el primer levantamiento autónomo 3D de calidad de ingeniería para trabajos 3D y 4D. La central escogida para desarrollar un piloto en el uso de esta tecnología es la central Quintero.

ROV

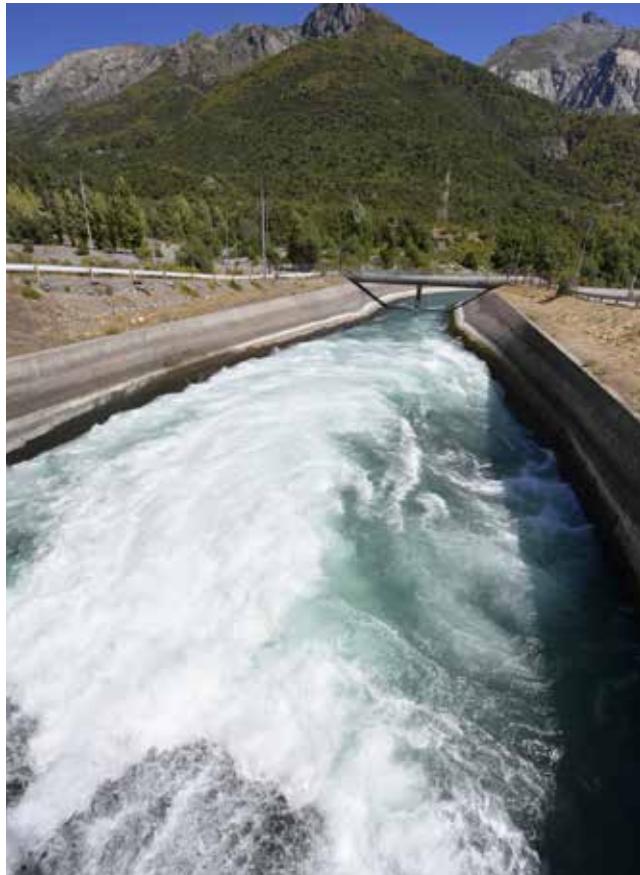
Los vehículos subacuáticos operados remotamente son robots con capacidades de observación y manipulación remota. Durante 2016, el equipo de innovación prestó soporte a la Fundación Huinay en el proceso de mantención correctiva de su Robot clase II (con capacidad de inmersión de hasta 500 metros de profundidad). Adicionalmente, y mediante un convenio con la UTFSM y la empresa Norteamericana BlueRobotics se inició el desarrollo de un ROV experimental de bajo costo y fácil utilización, adaptado especialmente para todo tipo de centrales en Chile, esto es hidroeléctricas y termoeléctricas.

Marea roja

Como parte del apoyo a Fundación Huinay, durante 2016, se evaluaron distintas posibilidades tecnológicas para tratar el problema de la marea roja, entre otras se realizaron visitas en conjunto con el departamento de membranas de la Facultad de Medicina de la Universidad de Chile, y con especialistas en análisis de patrones cromatógraficos para su detección temprana. Se preparó un proyecto para ser presentado a CORFO en conjunto con la PUCV, el que está en fase de re-evaluación.

Tratamiento de aguas con sulfatos mediante cenizas

Durante 2016, se realizó un piloto de laboratorio exitoso en conjunto con la Universidad de Santiago de Chile para el tratamiento de Sulfatos en agua mediante el uso de cenizas enriquecidas. Se espera realizar una prueba a escala durante 2017.



Proyectos hidráulicos

Wireless Sensor Network LATINA UC

Enel Generación Chile obtuvo un importante financiamiento desde Innova Chile Corfo, para desarrollar en conjunto con la Pontificia Universidad Católica de Chile, un proyecto para monitorear recursos hídricos (niveles de agua y caudal) y condiciones meteorológicas (temperatura, humedad, precipitación). Este monitoreo se realiza con estaciones desarrolladas por el Laboratorio de Tecnologías Inalámbricas del departamento de ingeniería eléctrica de dicha casa de estudios, y tienen la particularidad de ser autónomas al consumir muy poca energía y transmitir pequeñas cantidades de datos vía celular o satélite.

Kaplan Online Optimization System – Sauzalito

SLAM

Durante 2016 un equipo de Innovación Italia visitó Chile para presenciar una prueba de SLAM (Técnica de visión por ordenador para máquinas autónomas en ambientes de riesgos). Esta técnica está siendo usada por Enel para el desarrollo de Robot de escala industrial. Como parte de este desarrollo, el equipo de Innovación Chile presenció una prueba de escala mayor para vuelo autónomo al interior de calderas de equipos RPAS ejecutada en la Central Carboneras en Almería España. Se espera ejecutar una prueba similar en Chile durante 2017.

Vista universidades de Girona, Berkeley y a Carnegie Mellon

Durante 2016, como parte del trabajo relacionado con equipos ROV y SLAM, ingenieros de innovación de Italia y Chile realizaron visitas conjuntas a las universidades de Girona, Berkeley y Carnegie Mellon para chequear los últimos avances en estas materias que puedan ser aplicados a los desarrollos que Enel está realizando en este campo.

Durante 2016, y como parte del desarrollo de la primera fase del proyecto, se realizó en la central Sauzalito, la instalación de un sistema de medición de caudal por ultrasonido en la tubería en presión, instalación de un sistema de monitoreo de vibraciones del descanso de turbina, instalación de sensores de nivel en la cámara de carga y la descarga de la central y la actualización de funciones avanzadas en el regulador velocidad de la central.

Este proyecto de optimización tiene como propósito incrementar la eficiencia operacional de la unidad mediante la implementación, en el actual regulador de velocidad, de un algoritmo adaptativo que permite, a través de la re conjugación de palas, seguir la máxima eficiencia en línea, con las lógicas y verificaciones de seguridad pertinentes.

MCH Las Lengas

Como parte de las ideas recibidas durante el 2016 por personal de la compañía, se iniciaron los estudios para la instalación de una minicentral hidráulica en la captación las Lengas, ubicada cerca de la central hidroeléctrica El Toro. Estos estu-

dios desarrollados por E&C, buscan obtener mayores antecedentes técnicos respecto a alturas netas y caudales disponibles en la zona.

Ley de I+D

Actualmente son cuatro los proyectos de I+D que tienen certificación Corfo.

Enel Generación Chile ha logrado obtener la certificación Corfo de cuatro proyectos de Investigación y Desarrollo que lleva adelante la Gerencia de Innovación de la compañía, los que representan una inversión cercana a los \$400 millones. La certificación fue otorgada en el marco de la Ley I+D de incentivo tributario.

Los proyectos de innovación de Enel Generación Chile, que fueron certificados por Corfo, corresponden al desarrollo de nuevas soluciones orientadas a hacer más eficientes los procesos tanto de las centrales hidráulicas como térmicas.

Los proyectos de I+D ya certificados y que han podido beneficiar a la compañía con el descuento tributario son:

- > Desarrollo de herramientas para la optimización de la programación diaria de unidades generadoras.

- > Pronóstico de caudales en cuenca de montaña para la operación de centrales hidroeléctricas.
- > Desarrollo de herramientas tecnológicas para gestión y monitoreo remoto de sistemas hidrológicos de centrales hidroeléctricas.
- > Valorización de cenizas de centrales termoeléctricas, por medio del desarrollo de una matriz filtrante con cenizas modificadas para el tratamiento de aguas con sulfato.

De esta forma, Enel Generación Chile demuestran su preocupación permanente por el desarrollo e investigación de nuevas tecnologías y procesos acordes a las necesidades estratégicas de la compañía, que buscan darle valor a los activos de la compañía. La certificación otorgada por Corfo es un reconocimiento al compromiso y a la labor desarrollada en este ámbito por parte de la compañía.

En 2012, entró en vigencia la nueva Ley I+D, que busca incentivar la inversión en Investigación y Desarrollo y fortalecer el vínculo que se genera entre las universidades / centros de investigación y las empresas chilenas. La normativa otorga a las empresas un crédito tributario contra el Impuesto de Primera Categoría de 35% sobre el monto invertido por ellas en iniciativas de investigación y desarrollo certificadas por Corfo.







Cuadro Esquemático de Participaciones

Cuadro esquemático de Participaciones

Participaciones económicas directas e indirectas

Sociedades filiales	Participación	
	2015	2016
Chile		
Central Eólica Canelá S.A.	72,16%	73,03%
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A (Celta S.A.) ⁽⁴⁾	96,21%	-
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (Pehuenche S.A.)	92,65%	92,65%
GasAtacama Chile S.A.	98,06%	97,37%
GasAtacama S.A. ⁽³⁾	98,11%	-
Gasoducto Atacama Argentina S.A	98,05%	97,37%
Gasoducto Taltal S.A. ⁽²⁾	98,06%	-
Inversiones GasAtacama Holding Limitada ⁽³⁾	98,11%	-
Progás S.A. ⁽²⁾	98,06%	-
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. ⁽¹⁾	100,00%	-

(1) Con fecha 18 de diciembre de 2014, el directorio de Enel Generación Chile (en ese entonces Endesa Chile) acordó por unanimidad autorizar la venta de la totalidad de la participación accionaria que tenía la compañía en la Sociedad Concesionaria Túnel el Melón, S.A.

(2) Con fecha 30 de junio 2016, el directorio de Enel Generación Chile acordó fusionar Gasoducto Tal Tal S.A. en GasAtacama Chile S.A., GNL Norte S.A. en GasAtacama Chile S.A., y Progas S.A. en GasAtacama Chile S.A.

(3) Con fecha 30 de junio 2016, el directorio de Enel Generación Chile acordó que las compañías GasAtacama S.A. e Inversiones GasAtacama Holding Ltda. serían absorbidas por Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

(4) Con fecha 30 de junio 2016, el directorio de Enel Generación Chile acordó que Compañía Eléctrica Tarapacá S.A se fusionaría en GasAtacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad absorbente.

Asociadas y control conjunto ⁽¹⁾	Participación	
	2015	2016
Chile		
Electrogas S.A. ⁽²⁾	42,50%	-
GNL Chile S.A.	33,33%	33,33%
GNL Quintero S.A. ⁽³⁾	20,00%	-
Aysén Energía S.A.	51,00%	51,00%
Aysén Transmisión S.A.	51,00%	51,00%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén)	51,00%	51,00%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	48,11%	48,69%

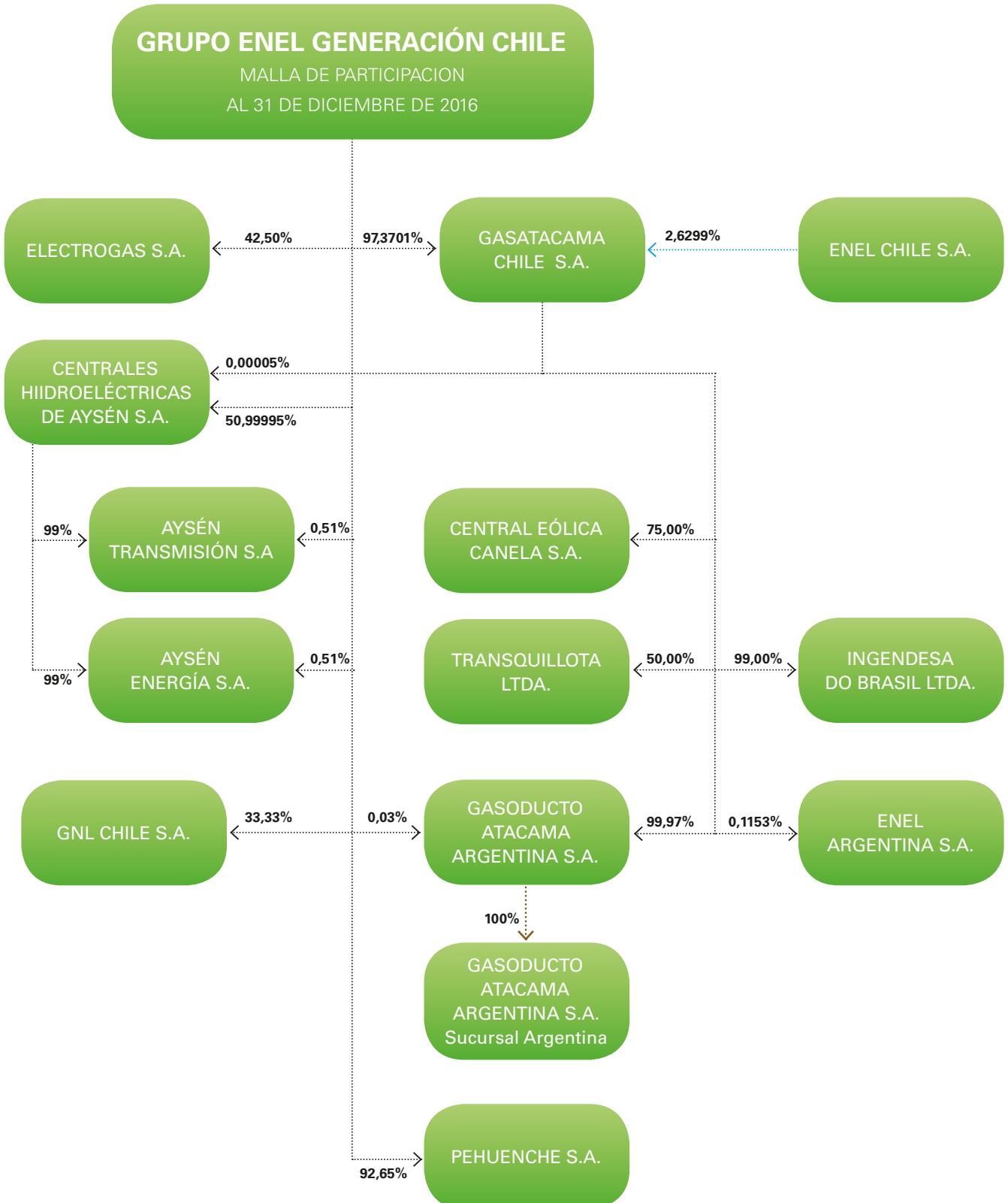
(1) Se consideran sociedades de Control Conjunto, aquellas en las que la sociedad matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos. Las sociedades de Control Conjunto se consolidan por el método de integración proporcional, es decir en la proporción que Enel Generación Chile representa en el capital social de las mismas.

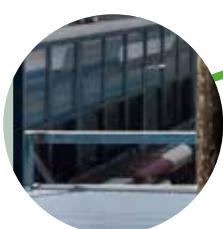
(2) Con fecha 16 de diciembre 2016, Enel Generación Chile suscribió un acuerdo para vender la totalidad de la participación que fuera titular de Electrogas S.A., representativa a un 42,5% del capital de dicha sociedad, a Aero Chile , llevándose a cabo el cierre definitivo y traspaso de dichas acciones el 07 de febrero 2017.

(3) Con fecha 09 de junio 2016, Enel Generación Chile suscribió un acuerdo para vender la totalidad de la participación que fuera titular de GNL Quintero S.A., representativa del 20% del capital de dicha sociedad, a Enagás Chile S.p.A., llevándose a cabo el cierre definitivo y traspaso de dichas acciones el 14 de septiembre 2016.

Inversiones costo financiero	Miles de pesos	Proporción de la inversión en el activo de la matriz
GasAtacama Chile S.A.	407.727.348	13,75%
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	139.415.842	4,70%
Empresa Hidroelectrica Aysen S.A.	6.441.580	0,22%
GNL Chile S.A.	527.490	0,02%
GasAtacama Argentina S.A.	24.658	0,00%

Perímetro de Participaciones Societarias de Enel Generación Chile







Hechos Relevantes de la Entidad

■ Hechos Relevantes de la Entidad

Hechos Relevantes Consolidado al 31 de diciembre de 2016

ENEL GENERACION CHILE S.A. (Ex – EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A.)

Con fecha 8 de enero de 2016, de conformidad con lo establecido en los artículos 9º y 10º de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") informa que en relación con el hecho esencial del pasado 31.12.2015, con fecha de hoy los ocupantes ilegales han abandonado la torre N°1, lo que permitirá la vuelta de la operación de la planta Bocamina en las próximas horas, y que los efectos financieros que Endesa Chile, ha debido soportar con ocasión de los cortes de la transmisión de energía eléctrica de que fue objeto de esa ocupación ilegal ascienden a la suma de US\$3.8 millones como pérdida de margen de contribución entre los días 23 de noviembre de 2015 y 7 de enero de 2016.

A nivel del sistema eléctrico, esta situación impacta el alza en los costos globales de suministro de la demanda, provocando un aumento de los precios spot y el uso anticipado de reservas hidroeléctricas, que en los próximos meses no estarán disponibles.

Con fecha 29 de enero de 2016, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores y de los establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó en carácter de hecho esencial que con fecha 28 de enero de 2016, en cumplimiento de lo acordado por la junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile celebrada el pasado 18 de diciembre de 2015 (en adelante, la "Junta"), el Directorio de Endesa Chile, ha tomado conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Endesa Chile y que, en consecuencia, ha dispuesto el otorgamiento con esta misma fecha de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada "Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Empresa Nacional de Electricidad S.A."

En consecuencia, y de conformidad a lo aprobado por la mencionada Junta, la división de Endesa Chile tendrá efecto a partir del próximo lunes 1º de febrero de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Endesa Américas S.A. (en adelante "Endesa Américas") comenzará a existir, se verificará la disminución de capital y las demás reformas estatutarias de Endesa Chile surtirán plenos efectos.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, el Directorio de Endesa Américas, procederá oportunamente a solicitar la inscripción de Endesa Américas y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Endesa Chile. La distribución, y entrega material de las acciones emitidas por Endesa Américas se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio de Endesa Américas, una vez materializada la inscripción de la misma y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país, y cumplidos los requerimientos legales y normativos al efecto.

Con fecha 21 de marzo de 2016, en cumplimiento a lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores y de los establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó que en relación con el hecho esencial de fecha 29 de enero de 2016, y de conformidad a lo aprobado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 18 de diciembre de 2015, la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha tenido efectos jurídicos a partir del 1 de marzo de 2016. A partir de esta fecha la nueva sociedad Endesa Américas S.A. comenzó a existir.

Se hace presente que, según fue acordado por la mencionada Junta, Endesa Américas S.A. procedió a solicitar la inscripción de la misma y de sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y en las bolsas de valores en las cuales se transan las acciones de la actual Empresa Nacional de Electricidad S.A., la distribución y entrega material de las acciones emitidas por Endesa Américas S.A. se efectuará en la fecha que re-

suelva el Directorio de Endesa Américas S.A., una vez materializada la inscripción de la misma y sus acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros y bolsas de valores del país y cumplidos los requerimientos legales y normativos al efecto.

Con fecha 14 de abril de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 9 e inciso segundo del artículo 10 de la Ley 18.045 de Mercado de Valores, y a lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial que, en sesión celebrada el día de hoy, el Directorio de Endesa Américas S.A. acordó lo siguiente:

1.- Comunicar que, con fecha 13 de abril de 2016, la Superintendencia de Valores y Seguros precedió a inscribir a Endesa Américas S.A. y sus acciones en el Registro de Valores, según consta en certificado emitido por dicha entidad, y que, la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa de Corredores de Valparaíso, la Bolsa Electrónica de Chile y la de New York Stock Exchange de los Estados Unidos de América, se han efectuado las inscripciones correspondientes, todo ello de conformidad con lo resuelto en la Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. celebrada el 18 de diciembre de 2015. Por lo anterior, corresponde que las acciones en que se divide el capital social de Endesa Américas S.A. se entreguen liberadas de todo pago a los accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. con derecho a recibirlas.

2.- Comunicar que, según lo acordado por el Directorio de Endesa Américas, dicha sociedad efectuará la distribución y entrega material de un total de 8.201.754.580 acciones emitidas por Endesa Américas S.A., todas nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, el día 21 de abril de 2016, a los accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. que figuren inscritos en el registro de accionistas de esta última sociedad a la medianoche del día anterior al 21 de abril de 2016.

3.- Dicha distribución se efectuará a los accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A., entregando una acción de Endesa Américas S.A. por cada acción de Empresa Nacional de Electricidad S.A. que posean inscritas a su nombre en el registro respectivo a la medianoche del día anterior al 21 de abril de 2016. A partir de la señalada fecha del 21 de abril de 2016, las acciones emitidas por Endesa Américas S.A. se podrán cotizar oficialmente en las Bolsas de Valores antes indicadas.

4.- Los títulos representativos de sus acciones en Endesa Américas S.A., serán puestos a disposición de los accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. para ser retirados a partir del mismo día 21 de abril de 2016 en el Departamento de Acciones de Endesa Américas S.A., en las oficinas del DCV Registros S.A., ubicadas en Huérfanos N° 770, piso 22, comuna de Santiago, de lunes a jueves entre las 09:00 y las 17:00 horas y los días viernes entre las 09:00 y las 16:00 horas.

Con fecha 27 de abril de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo de la Ley 18.045, sobre mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros , se informó con carácter de hecho esencial, que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día de hoy 27 de abril de 2016, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un período de tres años, conformado por las siguientes personas:

- > Giuseppe Conti
- > Francesco Giorgianni
- > Francesco Buresti
- > Mauro Di Carlo
- > Umberto Magrini
- > Luca Noviello
- > Enrique Cibié Bluth
- > Jorge Atton Palma
- > Julio Pellegrini Vial

Asimismo, la junta acordó distribuir un dividendo de \$11.02239 por acción, por lo tanto queda a cubrir con el dividendo N° 60 la suma de \$90.402.963.873. El citado dividendo fue distribuido y pagado el día 24 de mayo de 2016, a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a dicha fecha de pago.

Con fecha 28 de abril de 2016, de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En sesión ordinaria de directorio de Endesa Chile, que tuvo lugar el día de hoy, fue elegido como Presidente del Directorio y de la sociedad al señor Giuseppe Conti, como Vicepresidente del Directorio al señor Francesco Giorgianni y como Secretario del Directorio a don Ignacio Quiñones Sotomayor.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores señores Enrique Cibié Bluth, Jorge Atton Palma y Julio Pellegrini Vial. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N° 1.956 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa que los miembros del referido Comité son directores independientes.

El Directorio de la Sociedad ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores de Endesa Chile a don Enrique Cibié Bluth y que el Comité de Directores de la Compañía ha designado como Presidente de dicho órgano societario a don Enrique Cibié Bluth y como Secretario del mismo a don Ignacio Quiñones Sotomayor.

Con fecha 05 de mayo de 2016, de acuerdo a lo dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial que Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile) y Anglo American Sur S.A. (Anglo American Sur) ha suscrito con fecha de hoy, 3 contratos de suministro eléctrico para las operaciones de Anglo American Sur, cuyo consumo anual se estima en 2 TWh. Los suministros se iniciarán en enero del año 2021 y será por un plazo de hasta 10 años.

Los términos de precio e indexación acordados reflejan condiciones de mercado para contratos de largo plazo. Como información referencial y orden de magnitud acerca del monto que podría involucrar los referidos contratos de suministro, se informa que la facturación media anual esperada de estos contratos sería equivalente al 8% de la facturación total de ventas a contratos de ENDESA esperada a esas fechas.

A esta fecha no es posible cuantificar razonablemente el efecto financiero de estos contratos en los resultados de la Compañía. Los efectos financieros de estos contratos para Endesa Chile dependerán de factores que incidan en el comportamiento del mercado eléctrico durante sus 10 años de vigencia, como son entre otras, el precio de los combustibles; las condiciones hidrológicas; crecimiento de la demanda e índices de inflación internacional, los que a la fecha no son posible de determinar para ese período.

Con fecha 09 de junio de 2016, de acuerdo con los dispuesto en los artículos 9º y 10º, inciso segundo de la Ley N° 18.045

de mercado Valores y a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial, que con fecha de hoy, 09 de junio de 2016, Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile"), acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Enagás Chile S.p.A. ("Enagás Chile"), sociedad filial controlada en un 100% por la sociedad española Enagás S.A., en virtud de la cual Enagás Chile adquirirá la totalidad de la participación que Endesa Chile mantiene en GNL Quintero S.A., representativa de un 20% del capital de dicha sociedad. El precio acordado asciende a la cantidad de USD 200 millones, el cual se pagará en la fecha de cierre de la referida transacción.

La venta de esta participación a Enagás 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 GNL Quintero S.A., de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el pacto de accionistas de dicha sociedad. Se espera que el cierre definitivo y traspaso de las acciones pueda efectuarse durante el segundo semestre de este año.

El efecto financiero que la operación generaría para Enel Generación Chile sería una utilidad neta equivalente a aproximadamente USD 139 millones.

Con fecha 30 de junio de 2016, de conformidad a lo establecido en los artículos 9º y 10º inciso segundo de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores y a lo dispuesto en la Sección II de la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial respecto a Empresa Nacional de Electricidad S.A. (la "Sociedad") lo siguiente:

El día de hoy, el Directorio de la Sociedad acordó la realización de una serie de acciones que se espera realicen en el presente ejercicio, con el objeto de reorganizar y simplificar la estructura corporativa de las entidades que conforman el Grupo GasAtacama, todas filiales de la Sociedad, lo que generaría eficiencias corporativas y operativas para la Sociedad y el Grupo GasAtacama. En virtud de dicha reorganización, y sujeto al cumplimiento de los procedimientos regulatorios correspondientes:

- a. Se fusionaría Gasoducto Tal Tal S.A. en GasAtacama Chile S.A., GNL Norte S.A. en GasAtacama Chile S.A., y Progas S.A. en GasAtacama Chile S.A.

- b. Se aumentaría el capital de Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., el que será pagadero en efectivo.
- c. Una vez efectuado el aumento de capital de Compañía Eléctrica Tarapacá S.A, ésta adquiriría el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. y 2.294 acciones emitidas por GasAtacama S.A.. De esta forma, GasAtacama S.A. e Inversiones GasAtacama Holding Ltda. serían absorbidas por Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.
- d. Se fusionaría Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. en GasAtacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad absorbente.

Las fusiones que se proyectan y que deberán ser objeto de las autorizaciones pertinentes por parte de las respectivas juntas de accionistas y directorios en su oportunidad, no tienen un efecto económico-financiero relevante en los resultados de Endesa Chile en consideración al alto grado de concentración accionario que detenta Endesa Chile en las referidas filiales, pero sí tendrá un efecto positivo en términos operativos y corporativos al simplificar la malla societaria existente en la actualidad.

Con fecha 03 de agosto de 2016, En cumplimiento a lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores y de los establecido en la Norma de Carácter General N°30 de esa Superintendencia, debida-

mente facultado y en representación de Empresa Nacional de Electricidad S.A. informo que en el día de hoy el Directorio de la Compañía ha convocado a una Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 4 de octubre de 2016 a las 12:00 horas, la cual tendrá lugar en el Estadio del Grupo Enersis ubicado en calle Carlos Medina N°858, comuna de Independencia, Santiago, con el objeto que los accionistas conozcan y se pronuncien sobre las siguientes materias:

1. Modificación del artículo primero de los estatutos sociales sustituyendo la denominación de la sociedad por la de "ENEL GENERACION CHILE S.A." de manera que el artículo primero sea reemplazado por el siguiente:

"Artículo 1º: Se establece una sociedad anónima abierta bajo la denominación de "ENEL GENERACIÓN CHILE S.A." que regirá por las disposiciones de los presentes estatutos y, en silencio de ellos, por las de la Ley 18.046 y su reglamento y además por las normas aplicables a este tipo de sociedades."

2. Modificación el inciso tercero del artículo catorce de los estatutos sociales modificando el procedimiento para citación a sesiones extraordinarias, quedando dicho inciso reemplazado por el siguiente:



"La citación a sesiones extraordinarias de Directorio se practicará por los medios de comunicación que determine el directorio por unanimidad de sus miembros, siempre que den razonable seguridad de su fidelidad o, a falta de determinación de dichos medios, mediante carta certificada despachada a cada uno de los directores con, a lo menos, tres días de anticipación a su celebración. Este plazo podrá reducirse a 24 horas de anticipación, si la carta fuere entregada personalmente al director por un notario público"

3. Adopción de todos los acuerdos necesarios para materializar la reforma estatutaria.

Con fecha 30 de agosto de 2016, de acuerdo con los dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo de la Ley N° 18.045 de mercado Valores y a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, el Directorio de la Empresa Nacional S.A. en consideración, entre otras cosas, al alto costo anual que significa para la compañía mantener derechos de agua sin ser utilizados y que los proyectos que más adelante se señalan no eran factibles de realizar técnica y económicamente, y no contaban con la suficiente adhesión de las comunidades locales, decidió renunciar a los derechos de aprovechamientos

de aguas asociados a los proyectos hidroeléctricos denominados Bardón (río Cautín, Región de la Araucanía), Chillán 1 y 2 (río Chillán, Región del Biobío), Futaleufú (río futaleufú, Región de los Lagos), Huechún (río Maipo, Región Metropolitana) y Puelo, (río Puelo, Región de Los Lagos).

En el caso del proyecto Huechún, dado que el titular de los derechos de aguas asociados a dicho proyecto corresponde a nuestra filial Celta S.A., el Directorio de Endesa Chile acordó instar a que dicha sociedad proceda a autorizar dicha renuncia, de modo que una vez aprobada por aquella, se hará efectiva.

En virtud de lo anterior, se procederá a castigar para el ejercicio 2016, el 100% de la inversión societaria asociada a los proyectos anteriores, lo que asciende a la suma aproximada de 52 millones de dólares americanos.

Con fecha 14 de septiembre de 2016, de acuerdo con los dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores y a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, se informa con carácter de hecho esencial, lo siguiente:

En relación al contrato de compraventa de acciones de GNL



Quintero S.A., suscrito entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") y Enagás Chile S.p.A. ("Enagás Chile"), e informado a esa Superintendencia mediante hecho esencial de fecha 9 de junio de 2016, informó que con esta misma fecha y luego de haberse cumplido las condiciones pactadas entre las partes, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de GNL Quintero S.A., se llevó a cabo el cierre definitivo y el traspaso de las acciones que Endesa Chile mantenía con GNL Quintero S.A., representativa de un 20% del capital de dicha sociedad, a Enagás Chile.

El precio de la compraventa, incluyendo los descuentos aplicables de conformidad con los términos y condiciones del contrato de compraventa de acciones, ascendió a la cantidad de USD197.365.113,2 y quedó pagado con esta misma fecha.

Con fecha 04 de octubre de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30, de esa Superintendencia, EMPRESA NACIONAL DE ELECTRICIDAD S.A. informó con carácter de hecho esencial que en Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía acordó la modificación del artículo primero de los estatutos sociales sustituyendo la denominación de la sociedad por la de "ENEL GENERACION CHILE S.A." Asimismo acordó la modificación de los estatutos sociales en lo referido al procedimiento para citación a sesiones extraordinarias del Directorio.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores, a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de 1989, de esa Superintendencia, Enel Generación Chile S.A. se informó con carácter de hecho esencial que el Directorio de Enel Generación Chile S.A. (la "Compañía" o la "Sociedad"), ha aprobado el Plan Industrial de la Compañía para los años 2017-2019.

Los macro elementos del señalado Plan Industrial prevén para el trienio 2017-2019 un EBITDA acumulado de 3.095 MUSD (millones de dólares de Estados Unidos de América) y un CAPEX acumulado de 687 MUSD destinado principalmente al parque de generación existente y proyectos en construcción.

Atendido que los contenidos del referido Plan Industrial obedecen y están basados en proyecciones e hipótesis que

pueden o no verificarse en el futuro, sus efectos no resultan determinables a esta fecha.

Con fecha 29 de noviembre de 2016, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley 18.045 y en la Norma de Carácter General N° 30, de esa Superintendencia, se informó con carácter de hecho esencial, que en sesión de directorio de Enel Generación Chile S.A., celebrada con esta misma fecha, se acordó distribuir un dividendo provisional de \$7,24787 (pesos chilenos) por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. Dicho monto corresponde al 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2016.

Con fecha 16 de diciembre de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores y a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, Enel Generación Chile S.A. informó que en esa fecha, acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual Enel Generación venderá la totalidad de la participación que 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, el cual se pagará en la fecha de cierre de la referida transacción.

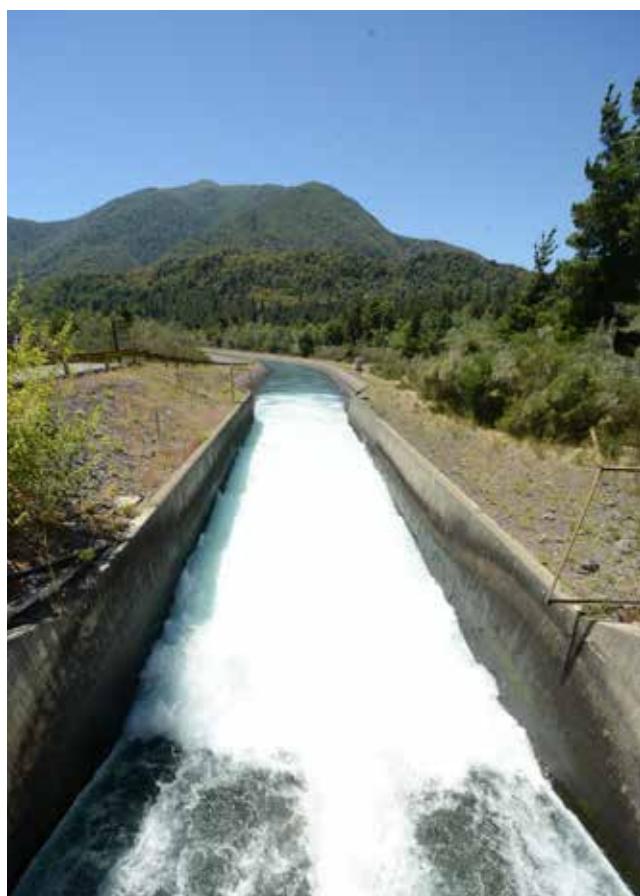
La venta de esta participación está sujeta al cumplimiento de condiciones habituales para este tipo de transacciones, incluyendo la falta de ejercicio del derecho de adquisición preferente por parte de los demás accionistas de Electrogas S.A., de conformidad con los términos y condiciones establecidos en el pacto de accionistas suscrito entre los accionistas de dicha sociedad. Se espera que el cierre definitivo y traspaso de las acciones pueda efectuarse durante el primer trimestre del año 2017.

El efecto financiero que la operación generaría para Enel Generación Chile sería una utilidad neta equivalente a aproximadamente USD 123 millones.

Con fecha 20 de diciembre de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores y a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, se informó con carácter de hecho esencial, que en relación con el hecho esencial del pasado 16.12.16, el contrato de venta de participación en Electrogas S.A. fue suscrito por Enel Generación Chile S.A. ("Enel Generación") con la sociedad Aero Chile SpA ("Aero Chile"), una sociedad constituida y válidamente

existente de conformidad con las leyes de la República de Chile. Aerio Chile es una sociedad de total propiedad (indirecta) de REN-Redes Energeticas Nacionais, S.G.P.S., S.A. ("REN"), una sociedad constituida y válidamente existente de conformidad con las leyes de Portugal. Enel Generación no tiene relaciones de propiedad ni de administración con las sociedades Aerio Chile ni REN.

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. Se espera que el cierre definitivo y traspaso de las acciones pueda efectuarse durante el primer semestre del año 2017.



Pehuenche

Proposición Dividendo Definitivo

La Sociedad informó que el Directorio en su sesión celebrada el día 29 de febrero, acordó de conformidad con la actual Política de Dividendos, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a celebrarse dentro del primer cuatrimestre del presente año, el pago del saldo del dividendo definitivo, por un monto de \$70,070355 por acción.

Con esta proposición se estaría distribuyendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2015, con lo cual se da pleno cumplimiento a la Política de Dividendos informada por el Directorio a la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 13 de abril de 2015.

Dividendo Definitivo

La Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada con fecha 13 de abril de 2016, aprobó el reparto del saldo de dividendo definitivo, por un monto de \$70,070355 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015. Dicho saldo de dividendo se pagó a partir del día 25 de abril a los accionistas de la Compañía inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a las fechas establecidas para el pago.

La publicación del aviso se efectuó el 16 de abril en el diario El Mercurio de Santiago.

Elección de Directorio

En Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, celebrada el día 13 de abril de 2016, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un período de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma. El directorio quedó conformado por los señores Raúl Arteaga Errázuriz, Jorge Burlando Bonino, Claudio Helfmann Soto, Luis Ignacio Quiñones Sotomayor y Fernando Vallejos Reyes.

Elección de Presidente

En sesión de Directorio celebrada el día martes 26 de abril de 2016, se acordó designar como Presidente y Vicepresidente del Directorio de la Compañía a los señores Raúl Arteaga Errázuriz y Luis Ignacio Quiñones Sotomayor, respectivamente.

Primer Dividendo Provisorio

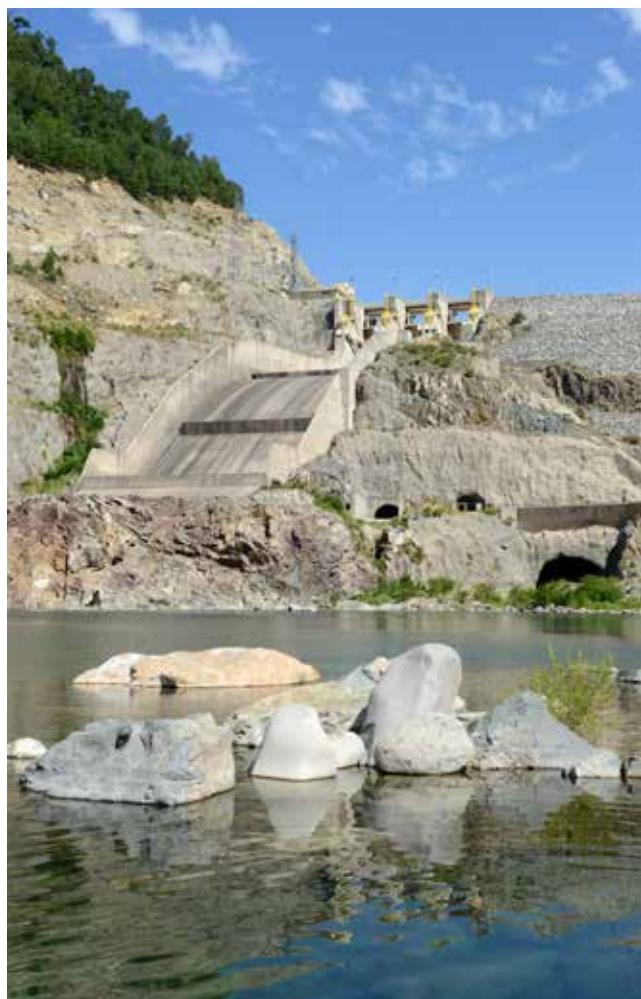
En sesión de Directorio celebrada el día martes 28 de junio, se acordó el reparto de un primer dividendo provisorio, correspondiente al ejercicio 2016, por un monto de \$22,72 por acción. Dicho dividendo, se pagó el día 22 de julio de 2016 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

Segundo Dividendo Provisorio

En sesión de Directorio celebrada el día martes 29 de septiembre, se acordó el reparto de un segundo dividendo provisorio, correspondiente al ejercicio 2016, por un monto de \$38,86 por acción. Dicho dividendo, se pagó el día 26 de octubre de 2016 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

Tercer Dividendo Provisorio

En sesión de Directorio celebrada el día miércoles 21 de diciembre, se acordó el reparto de un tercer dividendo provisorio, correspondiente al ejercicio 2016, por un monto de \$32,82 por acción. Dicho dividendo, se pagó el día 25 de enero de 2017 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.







Identificación
de las Compañías
Filiales y Coligadas

Identificación de las Compañías Filiales y Coligadas

AYSÉN ENERGÍA

Razón social

Aysén Energía S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

76.091.595-5

Dirección

Miraflores 383, Of, 1302

Santiago, Chile

Teléfono

(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M\$)

4.900

Objeto social

Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en resuelvo primero de la Resolución N° 30 de 26 mayo 2009; dar cumplimiento al compromiso asumido por HidroAysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, en el marco del desarrollo Proyecto Hidroeléctrico Aysén, para proveer a esa región de una oferta de energía eléctrica de menor costo que la actual, a través del desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de proyectos de generación y de transmisión de energía eléctrica en dicha región. Para el cumplimiento de lo anterior, la sociedad podrá desarrollar, entre otras, las siguientes actividades: a) la producción de energía eléctrica mediante cualquier medio de generación, su suministro y comercialización, b) el transporte de energía eléctrica, c) la prestación de servicios relacionados con su Objeto Social, d) solicitar, obtener o adquirir y gozar las concesiones, derechos y permisos que se requieran.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica (proyecto)

Directores titulares

Carlo Carvallo Artigas (Gerente Generación Hidroeléctrica Chile, Enel Generación Chile)

Bernardo Larraín Matte

Luis Ignacio Quiñones Sotomayor (Fiscal Enel Generación Chile)

Juan Eduardo Vasquez

Ramiro Alfonsín Balza

Luis Felipe Gazitúa Achondo

Directores suplentes

Claudio Helfmann Soto (Gerente Gerencia de Desarrollo de Negocio, Enel Generación Chile)

Eduardo Lauer Rodríguez

Bernardo Canales Fuenzalida (Gerente Ingeniería y Construcción Hidráulica, Enel Generación Chile)

Sebastián Moraga Zúñiga

Rodrigo Pérez Stiepovic

Rodrigo Paredes Barría

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman

Gerente General

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón Social

Aysén Transmisión S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada inscrita en el Registro de Valores de la SVS.

Rut

76.041.891-9

Dirección

Miraflores 383, oficina 1302, Santiago, Chile.

Objeto Social

Desarrollar, y alternativa o adicionalmente administrar, los sistemas de transmisión eléctrica que requiera el proyecto de generación hidroeléctrica que HidroAysén planifica construir en la Región de Aysén. Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) el diseño, desarrollo, construcción, operación, propiedad, mantenimiento y explotación de sistemas de transmisión eléctrica, b) el transporte de energía eléctrica, y c) la prestación de servicios relacionados con su Objeto Social.

Actividades que desarrolla

Transmisión eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$) 22.368

Directores Titulares

Carlo Carvallo Artigas (Gerente Generación Hidroeléctrica Chile, Enel Generación Chile)

Luis Ignacio Quiñones Sotomayor (Fiscal, Enel Generación Chile)

Claudio Helfmann Soto (Gerencia de Desarrollo de Negocio)

Juan Eduardo Vasquez Moya

Luis Felipe Gazitúa Achondo

Bernardo Larraín Matte

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman Gerente General

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile

La empresa no tiene Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile.

CELT

Razón Social

Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

96.770.940-9

La anterior sociedad fue absorbida por la sociedad GasAtacama Chile S.A. a contar del 1 de noviembre de 2016.

ELECTROGAS

Razón Social

Electrogas S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

96.806.130-5

Dirección

Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, comuna de Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social

Prestar servicios de transporte de gas natural y otros combustibles, por cuenta propia y ajena, para lo cual podrá construir, operar y mantener gasoductos, oleoductos, poliductos e instalaciones complementarias.

Actividad que desarrolla

Transporte de gas

Capital suscrito y pagado (M\$)

15.093.866

Directores Titulares

Juan Eduardo Vásquez Moya

Eduardo Lauer Rodríguez

Marco Arróspide Rivera

Humberto Espejo Paluz (Gerente de Trading y Comercialización, Enel Generación Chile)

Directores Suplentes

Patrício Pérez Cotapos

Ricardo Santibáñez Zamorano Luis Le Fort Pizarro

Juan Oliva Vásquez

Gerente General: Alan Fischer Hill

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile.

Electrogas mantiene vigente contrato por transporte firme de gas natural de naturaleza firme con Enel Generación Chile. Asimismo, Electrogas mantiene vigente un contrato de transporte de diésel con Enel Generación Chile y un contrato para la operación y mantenimiento de un oleoducto para el suministro de petróleo diésel a la central termoeléctrica Quintero. Además, Electrogas mantiene vigente un contrato por transporte firme de gas natural y otro de transporte de diésel con Compañía Eléctrica Ta-

rapacá S.A., como sucesora y continuadora legal de Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

EÓLICA CANELA

Razón Social

Sociedad anónima cerrada

Rut

76.003.204-2

Dirección

Santa Rosa 76, Santiago, Chile

Objeto Social

Promover y desarrollar proyectos de energía renovables, principalmente de energía eólica, identificar y desarrollar proyectos de Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Asimismo, la sociedad tendrá por objeto la generación, transporte, distribución, suministro y comercialización de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla Generación de energía eléctrica. Capital Suscrito y Pagado (MS) 12.284.743

Directores

Bernardo Canales Fuenzalida Presidente (Gerente de Ingeniería y Construcción Enel Generación Chile)

Carlo Carvallo Artigas (Gerente Generación Hidroeléctrica Chile Enel Generación Chile)

Claudio Helfmann Soto, Director (Gerente de Business Development, Enel Generación Chile)

Raul Arteaga Errazuriz (Gerente Administración y Finanzas, Enel Generación Chile)

Juan Cristobal Pavéz

Principales ejecutivos

Carlo Carvallo Artigas Gerente General

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile

Con fecha 1 de enero de 2010 se firmó un contrato de compraventa con Enel Generación Chile con el objeto de vender a ésta la totalidad de la producción de energía y potencia firme de su Parque Eólico que sea reconocida por el CDCSIC.

GASATACAMA S.A.

Razón Social

GasAtacama S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

96.830.980-3

La anterior sociedad fue absorbida por CELTA, y luego esta última fue absorbida por la sociedad GasAtacama Chile S.A. a contar del 1 de noviembre de 2016.

GASATACAMA CHILE

Razón Social

GasAtacama Chile S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

78.932.860-9

Dirección

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social

La sociedad tiene por objeto: a) explotar la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica o de cualquier otra naturaleza; b) la compra, extracción, explotación, procesamiento, distribución, comercialización y venta de combustibles sólidos, líquidos y gaseosos; c) la venta y prestación de servicios de ingeniería; d) la obtención, compra, transferencia, arrendamiento, gravamen y explotación, en cualquier forma, de las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, de concesiones marítimas y de derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza; e) el transporte de gas natural, por sus propios medios o en conjunto con terceras personas dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con ello; f) la captación, extracción, tratamiento, desalinización, transporte, distribución, comercialización, entrega y suministro de agua de mar, en todas sus formas, ya sea en su estado natural, potable, desalinizada o con cualquier otro tratamiento, sea por cuenta propia o ajena; g) invertir en toda clase de bienes corporales o incorporeales, muebles o inmuebles; h) la organización y constitución de toda clase de sociedades, cuyos objetos estén relacionados o vinculados con la energía en cualquiera de sus formas o que tengan como insumo principal la energía eléctrica, o bien que correspondan a cualquiera de las actividades señaladas anteriormente. Para el cumplimiento del objeto social, la sociedad podrá ejecutar todos los actos y celebrar todos los contratos conducentes a la realización del giro social, incluyendo la compra, venta, adquisición o enajenación, a cualquier título, de todo tipo de bienes corporales e incorporeales, muebles o inmuebles, el ingreso en sociedades de capital o de personas ya existentes o concurrir a la formación de éstas, cualquiera sea su clase o naturaleza.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica y transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)

106.817.990

Directores

Raúl Arteaga Errázuriz, Presidente (Gerente Administración y Finanzas Enel Generación Chile)

Sergio Ávila Arancibia

Pablo Arnás Poggi

Humberto Espejo Paluz (Gerente de Trading y Comercialización, Enel Generación Chile)

Principales ejecutivos

Valter Moro Gerente General

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile

La empresa tiene suscrito con Enel Generación Chile dos contratos de transporte de gas natural para su central Taltal, ubicada en la II Región de Chile.

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón Social:

Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut:

78.952.420-3

Dirección:

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social

El transporte de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto. Esta sociedad estableció una agencia en Argentina, bajo el nombre "Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada Sucursal Argentina", y cuyo propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino-Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

Actividades que desarrolla

Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)

126.309.044

Directores Titulares

Claudio Helfmann Soto (Gerente de Business Development Enel Generación Chile)

Rodrigo Paredes Barría

Alex Díaz Sanzana

Principales ejecutivos

Valter Moro Gerente General

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enel Generación Chile.

GASODUCTOTALTAL

Razón Social

Gasoducto Tal Tal S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

77.032.280-4

Dirección

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.
La anterior sociedad fue absorbida por la sociedad GasAtacama Chile S.A. a contar del 1 de septiembre de 2016.

GNL CHILE

Razón Social

GNL Chile S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada

Rut

76.418.940-K

Dirección

Rosario Norte 532, oficina 1303, Las Condes, Santiago.
Teléfono
(562) 2892 8000
Capital suscrito y pagado (M\$)
2.147.839

Objeto Social

La Sociedad tendrá por objeto: a) contratar los servicios de la compañía de regasificación de gas natural licuado ("GNL") GNL Quintero S.A. y utilizar toda la capacidad de almacenamiento, procesamiento, regasificación y entrega de gas natural y GNL del terminal de regasificación de propiedad de la misma, incluyendo sus expansiones, si las hubiere, y cualquier otra materia estipulada en los contratos que la Sociedad suscriba al efecto para usar el terminal de regasificación; b) importar GNL conforme a contratos de compraventa de GNL; c) la venta y entrega de gas natural y GNL conforme a los contratos de compraventa de gas natural y GNL que celebre la Sociedad con sus clientes; d) administrar y coordinar las programaciones y nominaciones de cargamentos de GNL, así como la entrega de gas natural y GNL entre los distintos clientes; y e) cumplir todas sus obligaciones y exigir el cumplimiento de todos sus derechos al amparo de los contratos antes singularizados y coordinar todas las actividades al amparo de los mismos y, en general, realizar cualquier tipo de acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir el objeto señalado.

Actividades que desarrollan

Importación y comercialización de gas natural.

Directores Titulares

Klaus Lührmann Poblete

Alex Díaz Sanzana

Andrés Alonso Rivas

Directores Suplentes

Luis Arancibia Yiacometti Yasna Ross

Humberto Espejo Paluz (Gerente de Trading y Comercialización, Enel Generación Chile)

Principales ejecutivos

Alejandro Palma Rioseco, Gerente General

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile

La empresa presta los servicios a Enel Generación Chile que se describen en el objeto social.

GNL NORTE

Razón Social

GNL Norte S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada

Rut

76.676.750-8

La anterior sociedad fue absorbida por la sociedad GasAtacama Chile S.A. a contar del 12 de septiembre de 2016.

GNL QUINTERO

Razón Social

GNL QUINTERO S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada

Rut

76.788.080-4

Dirección

Rosario Norte 532, oficina 1604, Las Condes, Santiago, Chile

Objeto Social

El desarrollo, financiamiento, diseño, ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha, operación y mantenimiento de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado ("GNL") y su correspondiente terminal marítimo para la carga y descarga de GNL y sus expansiones, de haberlas, incluyendo las instalaciones y conexiones necesarias para la entrega de GNL a través de un patio de carga en camiones y/o de uno o más puntos de entrega de GNL por tuberías (el "Terminal de Regasificación"); así como cualquier otra actividad conducente o relativa a dicho objeto, incluyendo, pero no limitado a, la dirección y gestión de todos los acuerdos comerciales necesarios para la recepción de GNL o la entrega de éste a clientes, regasificación de GNL, entrega de gas natural, y venta de los servicios y capacidad de almacenaje, procesamiento, regasificación, carga y descarga del Terminal de Regasificación y de entrega de GNL (el "Proyecto") y de sus expansiones, de haberlas; y b) la prestación de servicios de gestión y asesoría administrativa en general, necesaria para la correcta operación de la empresa, a la Sociedad Comercializadora, según este término se define en el numeral trece cuarto del artículo Décimo Tercero del pacto social y que actualmente se denomina GNL Chile S.A. La Sociedad tendrá la facultad de realizar cualquier tipo de

acto o contrato que pueda ser necesario, útil o conveniente para cumplir con los objetos señalados.

Actividades que desarrollan:

Descarga, almacenamiento, regasificación y entrega de gas natural licuado y gas natural.

Capital suscrito y pagado (M\$)

80.953.329

Con fecha 14 de septiembre de 2016, se concretó a la venta de la participación de Enel Generación en GNL Quinteros, dejando a contar de esa fecha de ser filial.

HIDROAYSÉN

Razón Social

Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada constituida en la ciudad de Santiago, Chile, inscrita en el Registro de Valores de la SVS.

Rut

76.652.400-1.

Dirección

En Santiago, Chile, calle Miraflores 383, oficina 1302.

En Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.

En Cochrane, Chile, calle Teniente Merino 324.

Objeto Social

El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la XI Región de Aysén, de capacidad estimada 2.750 MW mediante cinco centrales hidroeléctricas, el cual se denomina "Proyecto Aysén." Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades:

a) la producción y transporte de energía eléctrica; b) el suministro y comercialización de energía eléctrica a sus accionistas; y c) la administración, operación y mantenimiento de obras hidráulicas, sistemas eléctricos y centrales generadoras de energía hidroeléctrica.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica (proyecto).

Capital Suscrito y Pagado (M\$)

180.445.662

Directores Titulares

Carlo Carvallo Artigas (Gerente Generación Hidroeléctrica Chile, Enel Generación Chile)

Juan Eduardo Váquez Moya

Claudio Helfmann Soto (Gerente Business Development, Enel Generación Chile)

Bernardo Larraín Matte

Luis Felipe Gazitúa Achondo

Ignacio Quiñones Sotomayor (Fiscal Enel Generación Chile)

Principales ejecutivos: Camilo Charme Ackerman Gerente General

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Enel Generación Chile

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón Social

Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Tipo de Sociedad

Sociedad de responsabilidad limitada.

Rut

76.014.570-K

Dirección

Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes, Santiago, Chile.

Objeto Social

La sociedad tiene por objeto: a) la participación directa o indirecta a través de cualquier tipo de asociación, en sociedades que tengan por objeto una o más de las siguientes actividades: i) el transporte de gas natural en cualquiera de sus formas; ii) la generación, transmisión, compra, distribución y venta de energía eléctrica, iii) financiamiento de las actividades señaladas en i) y ii) precedente que desarrollan terceros relacionados y; b) la percepción e inversión de los bienes que se inviertan, quedando comprendidas las actividades lucrativas relacionadas a las ya citadas.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)

202.362.770

La anterior sociedad fue absorbida por CELTA, y luego esta última fue absorbida por la sociedad GasAtacama Chile S.A. a contar del 1 de noviembre de 2016.

PEHUENCHE

Razón Social

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima abierta.

Rut

96.504.980-0

Dirección

Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto Social

Generar, transportar, distribuir y suministrar energía eléctrica, pudiendo para tales efectos, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)

175.774.920

Directorio

Raúl Arteaga (Gerente Administración y Finanzas Enel Generación Chile)
Jorge Burlando Bonino (Gerente Planificación y Control Enel Generación Chile)
Ignacio Quiñones Sotomayor (Fiscal Enel Generación Chile)
Claudio Helfmann Soto (Gerente Business Development Enel Generación Chile)
Fernando Vallejos Reyes

Principales ejecutivos

Carlo Carvallo Artigas Gerente General

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile

Pehuenche tiene suscrito con Enel Generación Chile un contrato de operación y mantenimiento de sus centrales y de administración comercial y financiera. Por otra parte, la sociedad, actuando como vendedora, tiene suscritos con Enel Generación Chile contratos de compraventa de energía y potencia.

PROGAS

Razón Social

Progás S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Dirección

Isidora Goyenechea 3356, 8º piso, Santiago, Chile.

Objeto Social

Desarrollar en la I, II y III regiones del país la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural y de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales y ejecución de obras relacionadas con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su ejecución y

desarrollo; toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.

La anterior sociedad fue absorbida por la sociedad GasAtacama Chile S.A. a contar del 1 de septiembre de 2016.

TRANSQUILLOTA

Razón Social

Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de Sociedad

Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Rut

77017.930-0

Dirección

Ruta 60, km 25, Lo Venecia, comuna de Quillota, V Región de Valparaíso.

Objeto Social

Transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividad que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica Capital Suscrito y Pagado 4.404.446

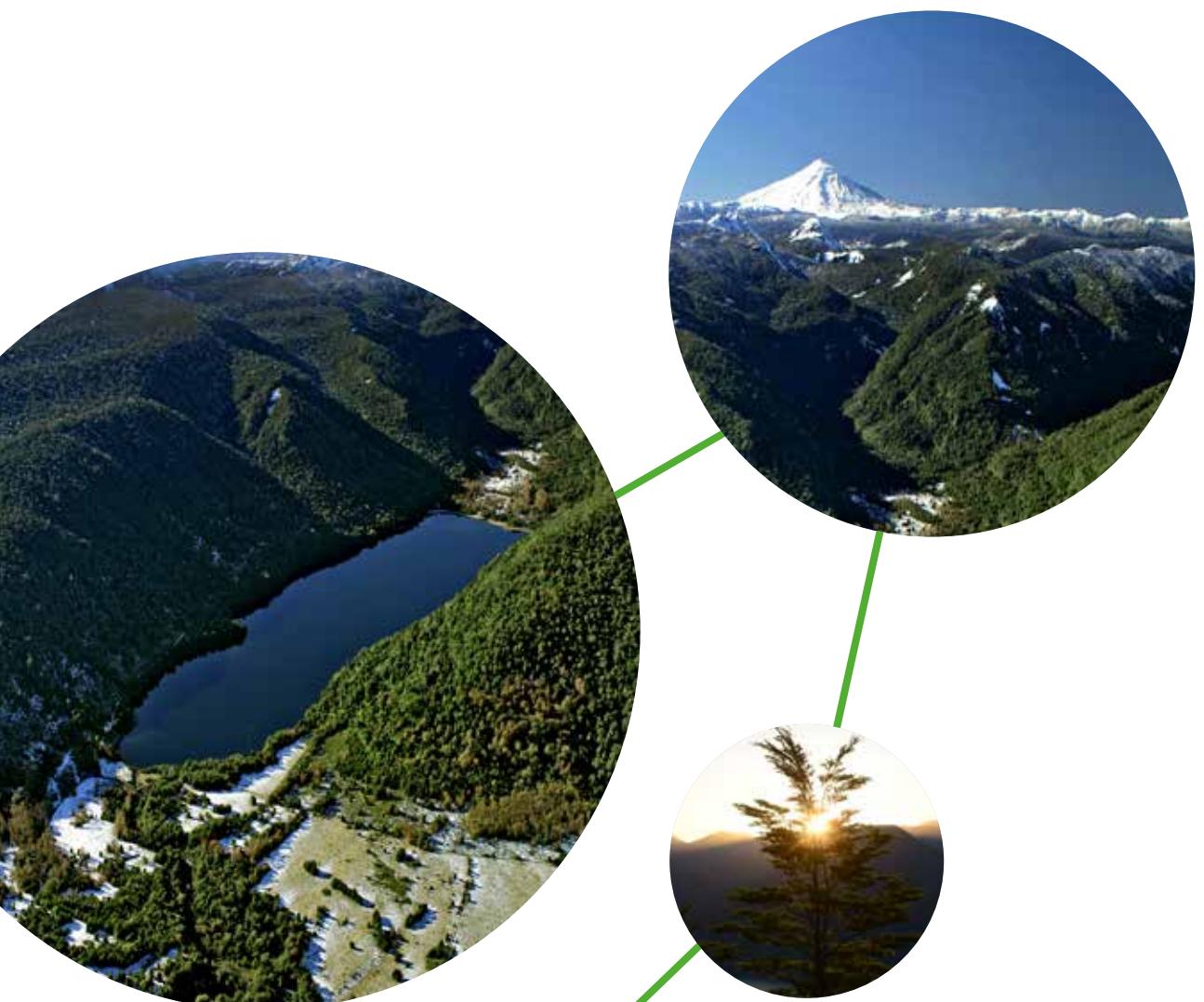
Apoderados Titulares

Pedro de la Sotta Sánchez
Ricardo Santibáñez Zamorano
Juan Oliva Vasquez
Alex Díaz Sanzana
Mauricio Cabello
Ítalo Cuneo
Juan Eduardo Vasquez Moya

Relaciones Comerciales con Enel Generación Chile

La empresa tiene contratos con Enel Generación Chile y San Isidro por el uso de los sistemas de transmisión, que les permiten transmitir energía al Sistema Interconectado Central.



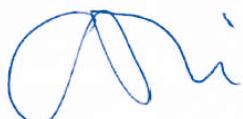


Declaración de Responsabilidad



Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Enel Generación Chile S.A. y su gerente general, firmantes de esta declaración, se hacen responsables, bajo juramento, de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N°30, de fecha 10 de noviembre de 1989, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).



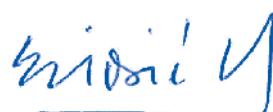
Giuseppe Conti
Presidente
Pasaporte: YA3320684



Francesco Giorgianni
Vicepresidente
Pasaporte: YA6516640



Julio Pellegrini Vial
Director
Rut: 12.241.361-6



Enrique Cibié Bluth
Director
Rut: 6.027.149-6



Umberto Magrini
Director
Pasaporte: YA5001646



Jorge Atton Palma
Director
Rut: 7.038.511-2



Francesco Buresti
Director
Pasaporte: YA610409



Mauro Di Carlo
Director
Pasaporte: YA4657363



Luca Noviello
Director
Pasaporte: YA6877260



Valter Moro
Gerente General
Rut: 24.789.926-k





■ Estados Financieros

Informe de los Inspectores de Cuentas

INFORME INSPECTORES DE CUENTAS

Conforme a lo dispuesto por la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y en cumplimiento al mandato conferido por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el *27 de Abril de 2016*, hemos procedido a examinar los Estados Financieros de Enel Generación Chile S.A., por el periodo comprendido entre el 1° de enero y el 31 de diciembre de 2016.

Nuestra labor se centró en la verificación, sobre una base selectiva, de la coincidencia de las cifras expuestas en los estados financieros con los registros oficiales de la Compañía y para tal efecto comparamos las cifras presentadas en el libro mayor con las planillas de agrupación y clasificación, para posteriormente estos montos, que representan sumas de cuentas de un mismo rubro, ver si coincidían con los incluidos en los estados finales, revisión que no mereció ningún reparo.



Rolf Heller I.
Inspector de Cuenta



Leonardo Herrera C.
Inspector de Cuenta

Santiago, 21 de febrero de 2017.

Informe de los Auditores Independientes



Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Enel Generación Chile S.A. (Ex - Empresa Nacional de Electricidad S.A.):

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Generación Chile S.A. y filiales, que comprenden los estados de situación financiera consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros 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. Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales que se encuentran clasificadas como disponibles para su distribución, las cuales representan en su conjunto un activo total de M\$0 y M\$2.440.280.917 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente; y un resultado neto devengado (utilidad) de M\$53.105.613 (M\$0 operaciones continuas y M\$53.105.613 operaciones discontinuadas) y M\$321.246.726 (M\$0 operaciones continuas y M\$321.246.726 operaciones discontinuadas), por los años terminados en esas fechas. Adicionalmente, no hemos auditado los estados financieros de ciertas asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, clasificadas como disponibles para su distribución e inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación, las cuales representan en su conjunto un activo total de M\$12.297.033 y M\$483.785.982 al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente; y un resultado neto devengado (utilidad) de M\$8.709.779 (M\$4.897.102 operaciones continuas y M\$3.812.677 operaciones discontinuadas) y M\$49.998.970 (M\$11.319.309 operaciones continuas y M\$38.679.661 operaciones discontinuadas), por los años terminados en esas fechas. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales, asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, se basa únicamente en los informes emitidos por esos auditores. Efectuamos nuestras auditorías 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.

© KPMG Auditores Consultores Ltda., sociedad de responsabilidad limitada chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.

Santiago
Isidora Goyenechea 3520
Piso 2, Las Condes
+56 2 2798 1000
contacto@kpmg.com



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

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

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Generación Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera.



Cristián Maturana R.

Santiago, 27 de febrero de 2017

KPMG Ltda.

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificados

al 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2016	31-12-2015
		M\$	M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	114.486.479	37.425.233
Otros activos financieros, corrientes	7	487.106	1.011.555
Otros activos no financieros, corrientes		4.409.288	462.748
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	8	260.440.086	363.475.277
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	82.727.781	68.867.726
Inventarios	10	33.390.799	36.755.409
Activos por impuestos, corrientes	11	34.438.408	14.857.462
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	12.993.008	3.889.706.030
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		543.372.955	4.412.561.440
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	7	28.802.568	21.718.720
Otros activos no financieros, no corrientes	10	12.318.443	3.387.709
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	8	6.788.437	35.901
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	12	18.738.198	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	13	19.266.874	20.905.426
Plusvalía	14	24.860.356	24.860.356
Propiedades, planta y equipo	15	2.726.838.537	2.729.717.092
Activos por impuestos diferidos	16	18.696.123	19.867.318
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		2.856.309.536	2.866.208.893
TOTAL ACTIVOS		3.399.682.491	7.278.770.333

(En miles de pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2016	31-12-15
		M\$	M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	17	25.696.064	27.921.565
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	20	341.088.664	360.459.609
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	121.018.039	257.584.485
Otras provisiones, corrientes	21	6.493.428	15.617.614
Pasivos por impuestos, corrientes	11	61.457.940	14.484.736
Otros pasivos no financieros corrientes		23.330	23.330
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	-	1.851.784.156
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		555.777.465	2.527.875.495
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	17	854.016.751	917.197.790
Otras cuentas por pagar, no corrientes	20	1.453.022	5.975.686
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas, no corriente	9	251.527	97.186
Otras provisiones, no corrientes	21	57.325.915	50.702.975
Pasivo por impuestos diferidos	16	185.277.005	217.759.706
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	22	15.820.557	15.271.416
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		1.114.144.777	1.207.004.759
TOTAL PASIVOS		1.669.922.242	3.734.880.254
PATRIMONIO			
Capital emitido	23	552.777.321	1.331.714.085
Ganancias acumuladas		1.199.429.221	2.218.373.368
Primas de emisión	23	85.511.492	206.008.557
Otras reservas	23	(136.755.547)	(1.107.906.103)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.700.962.487	2.648.189.907
Participaciones no controladoras		28.797.762	895.700.172
TOTAL PATRIMONIO		1.729.760.249	3.543.890.079
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		3.399.682.491	7.278.770.333

Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre	
		2015	2016
		M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	24	1.639.959.815	1.539.977.511
Otros ingresos	24	19.767.514	3.832.806
Total de Ingresos Operacionales		1.659.727.329	1.543.810.317
 Materias primas y consumibles utilizados	25	(895.060.114)	(880.891.223)
Margen de Contribución		764.667.215	662.919.094
 Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	15.d.2	9.758.304	15.250.810
Gastos por beneficios a los empleados	26	(60.350.072)	(70.969.357)
Gasto por depreciación y amortización	27	(132.600.381)	(124.835.559)
Pérdidas por deterioro de valor (Reversión de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	27	(30.785.531)	9.793.652
Otros gastos, por naturaleza	28	(119.303.215)	(90.339.822)
Resultado de Explotación		431.386.320	401.818.818
 Otras ganancias (pérdidas)	29	121.490.974	4.015.401
Ingresos financieros	30	6.150.751	234.821
Costos financieros	30	(55.701.778)	(64.206.719)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	12	7.878.201	8.905.045
Diferencias de cambio	30	13.266.320	(53.880.472)
Resultado por unidades de reajuste	30	606.075	3.600.187
 Ganancia antes de impuestos		525.076.863	300.487.081
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	31	(83.216.935)	(76.655.819)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		441.859.928	223.831.262
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	4.2	79.572.445	411.189.551
GANANCIA		521.432.373	635.020.813
 Ganancia atribuible a			
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		472.558.428	392.868.115
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	23.6	48.873.945	242.152.698
GANANCIA		521.432.373	635.020.813

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre	
		2015	2016
		M\$	M\$
Ganancia por acción básica			
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	52,77	25,89
Ganancia por acción básica en operaciones discontinuadas	\$ / acción	4,85	22,01
Ganancia por acción básica	\$ / acción	57,62	47,90
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	52,77	25,89
Ganancias diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	\$ / acción	4,85	22,01
Ganancias diluida por acción	\$ / acción	57,62	47,90
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	enero - diciembre	
		2016	2015
		M\$	M\$
Ganancia (Pérdida)		521.432.373	635.020.813
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
(Pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	22	(1.757.402)	(216.648)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		(1.757.402)	(216.648)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos			
(Pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(139.529.128)	(244.110.922)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		18	(441.585)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		66.502.675	(151.642.828)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		20.456.663	15.850.894
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(11.904.709)	(2.475.299)
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		(64.474.481)	(382.819.740)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(66.231.883)	(383.036.388)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		474.498	(5.476)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		474.498	(5.476)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(20.924.809)	35.463.169
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		(5)	10
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		(20.924.814)	35.463.179
Total Otro resultado integral		(86.682.199)	(347.578.685)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		434.750.174	287.442.128
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		450.858.649	132.746.446
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		(16.108.475)	154.695.682
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		434.750.174	287.442.128

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto Consolidados

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Cambios en Otras Reservas				
	Capital emitido	Prima de emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	1.331.714.085	206.008.557	19.691.866	(205.691.575)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(3.527.400)	67.731.875	(1.284.713)
Resultado integral					
Dividendos					
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(778.936.764)	(120.497.065)	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	46.375	14.460.299	1.284.713
Total de cambios en patrimonio	(778.936.764)	(120.497.065)	(3.481.025)	82.192.174	-
Saldo al 31 de diciembre de 2016	552.777.321	85.511.492	16.210.841	(123.499.401)	-

Estado de Cambios en el Patrimonio	Cambios en Otras Reservas				
	Capital emitido	Prima de emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	1.331.714.085	206.008.557	(11.409.870)	(117.559.279)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(160.979.109)	(96.154.779)	(467.310)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	192.080.845	8.022.483	467.310
Total de cambios en patrimonio	-	-	31.101.736	(88.132.296)	-
Saldo al 31 de diciembre de 2015	1.331.714.085	206.008.557	19.691.866	(205.691.575)	-

Cambios en Otras Reservas								
Reservas de ganancias o pérdidas en la remoción 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		Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
		M\$	M\$					
(1.046)	(719.716.306)	(202.189.042)	(1.107.906.103)	2.218.373.368	2.648.189.907	895.700.172	3.543.890.079	
13	(11.690.790)	(72.928.764)	(21.699.779)		472.558.428	472.558.428	48.873.945	521.432.373
					(21.699.779)	(21.699.779)	(64.982.420)	(86.682.199)
					450.858.649	450.858.649	(16.108.475)	434.750.174
					(184.234.740)	(184.234.740)	(7.405.769)	(191.640.509)
-	776.186.804	275.117.804	1.051.304.608	(1.305.983.122)	(1.154.112.343)	(839.096.192)	(1.993.208.535)	
-	(76.967.775)	2.722.115	(58.454.273)	(1.284.713)	(59.738.986)	(4.291.974)	(64.030.960)	
13	687.528.239	204.911.155	971.150.556	(1.018.944.147)	(947.227.420)	(866.902.410)	(1.814.129.830)	
(1.033)	(32.188.067)	2.722.113	(136.755.547)	1.199.429.221	1.700.962.487	28.797.762	1.729.760.249	
Cambios en Otras Reservas								
Reservas de ganancias o pérdidas en la remoción 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		Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
		M\$	M\$					
(1.020)	(719.216.262)	-	(848.186.431)	2.010.744.273	2.700.280.484	823.605.857	3.523.886.341	
(118.688)	(2.401.783)	-	(260.121.669)		392.868.115	392.868.115	242.152.698	635.020.813
					(260.121.669)	(260.121.669)	(87.457.016)	(347.578.685)
					132.746.446	132.746.446	154.695.682	287.442.128
					(184.771.710)	(184.771.710)	(80.862.173)	(265.633.883)
118.662	1.901.739	(202.189.042)	401.997	(467.310)	(65.313)	(1.739.194)	(1.804.507)	
(26)	(500.044)	(202.189.042)	(259.719.672)	207.629.095	(52.090.577)	72.094.315	20.003.738	
(1.046)	(719.716.306)	(202.189.042)	(1.107.906.103)	2.218.373.368	2.648.189.907	895.700.172	3.543.890.079	

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre		
		2016 M\$	2015 M\$	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Clases de cobros por actividades de operación				
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		2.374.348.805	3.249.925.184	
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		1.967.684	3.865.539	
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		4.108.308	14.740.827	
Otros cobros por actividades de operación		260.080	24.297.790	
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.432.187.182)	(1.854.215.926)	
Pagos a y por cuenta de los empleados		(70.830.372)	(117.343.733)	
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(21.525.259)	(10.788.411)	
Otros pagos por actividades de operación		(185.124.143)	(161.073.061)	
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(107.229.062)	(236.640.545)	
Otras (salidas) de efectivo		(4.600.270)	(11.553.428)	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		559.188.589	901.214.236	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	6.d	-	6.639.653	
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades	12.1.b	133.206.429	20.000.882	
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(2.346.000)	(2.550.000)	
Préstamos a entidades relacionadas		(6.457.077)	-	
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		42.597	49.916	
Compras de propiedades, planta y equipo		(194.880.395)	(525.755.416)	
Compras de activos intangibles		-	(12.049.927)	
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(7.860.258)	(6.376.166)	
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		3.439.049	10.906.446	
Cobros a entidades relacionadas		1.907.339	98.813	
Dividendos recibidos		8.682.538	11.249.679	
Intereses recibidos		3.686.258	9.190.650	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(60.579.520)	(488.595.470)	
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Total importes procedentes de préstamos		257.661.770	347.776.657	
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		249.359.440	79.136.157	
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		8.302.330	268.640.500	
Préstamos de entidades relacionadas		37.096.734	645.635.959	
Pagos de préstamos		(182.345.064)	(460.398.335)	
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(1.744.003)	(10.747.974)	
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(204.524.335)	(566.771.227)	
Dividendos pagados		(126.718.920)	(400.032.465)	
Intereses pagados		(76.403.433)	(152.767.801)	
Otras entradas (salidas) de efectivo		(222.675.977)	(8.479.868)	

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre	
		2016 M\$	2015 M\$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(519.653.228)	(605.785.054)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		(21.044.159)	(193.166.288)
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		(14.207.725)	6.246.146
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		(35.251.884)	(186.920.142)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	6	149.738.363	336.658.505
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	114.486.479	149.738.363

Notas a los Estados Financieros Consolidados

correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015

1. Actividad y Estados Financieros del Grupo	176
2. Bases de presentación de los Estados Financieros Consolidados	177
2.1. Principios contables	177
2.2. Nuevos pronunciamientos contables	177
2.3. Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.	181
2.4. Sociedades filiales	182
2.4.1. Variaciones del perímetro de consolidación	182
2.4.2. Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%.	182
2.5. Entidades asociadas	183
2.6. Acuerdos conjuntos	183
2.7. Principios de consolidación y combinaciones de negocio	183
3. Criterios contables aplicados	186
a) Propiedades, planta y equipo	186
b) Plusvalía	187
c) Activos Intangibles distintos de la plusvalía	187
c.1) Gastos de investigación y desarrollo	187
c.2) Otros activos intangibles	187
d) Deterioro del valor de los activos no financieros	188
e) Arrendamientos	188
f) Instrumentos financieros.	189
f.1) Activos financieros no derivados	189
f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes	190
f.3) Deterioro de valor de los activos financieros	190
f.4) Pasivos financieros excepto derivados	190
f.5) Derivados y operaciones de cobertura	190
f.6) Baja de activos y pasivos financieros	191
f.7) Compensación de activos y pasivos financieros.	192
f.8) Contratos de garantías financieras	192
g) Medición del valor razonable	192
h) Inversiones contabilizadas por el método de la participación.	193
i) Inventarios	193
j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenido para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	193
k) Acciones propias en cartera	194
l) Provisiones.	194
l.1) Provisiones por obligaciones post empleo y otras similares	195
m) Conversión de saldos en moneda extranjera	195
n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.	195
o) Impuestos a las ganancias	196
p) Reconocimiento de ingresos y gastos	196
q) Ganancia (pérdida) por acción.	197
r) Dividendos	197
s) Estado de flujos de efectivo	198

4. Activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas	199
4.1. Proceso de venta de Electrogas S.A.	199
4.2. Proceso de reorganización societaria	199
4.3. Venta Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A	204
5. Regulación sectorial y funcionamiento del sistema eléctrico	206
6. Efectivo y equivalentes al efectivo	210
7. Otros Activos Financieros	211
8. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar.	212
9. Saldos y transacciones con partes relacionadas	214
9.1. Saldos y transacciones con entidades relacionadas.	214
9.2. Directorio y personal clave de la Gerencia	220
9.3. Retribución del personal clave de la Gerencia de Enel Generación Chile	222
9.4. Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción	222
10. Inventarios	223
11. Activos y pasivos por impuestos corrientes	223
12. Inversiones contabilizadas por el método de la participación	224
12.1. Inversiones contabilizadas por el método de la participación.	224
12.2. Información financiera adicional de las inversiones en asociadas	226
12.3. Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos	228
12.4. Compromisos y Contingencias	228
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía	229
14. Plusvalía	231
15. Propiedades, planta y equipo	232
a) Composición del rubro	232
b) Detalle de Propiedades, plantas y equipos	232
c) Principales inversiones	234
d) Costos Capitalizados	234
e) Arrendamiento financiero	235
f) Arrendamiento operativo	236
g) Otras informaciones	236
16. Impuestos diferidos	240
17. Otros Pasivos Financieros	244
17.1. Detalle de este rubro de corto y largo plazo	244
17.2. Desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios	245
17.3. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas	246
17.4. Desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas	248
17.5. Deuda de cobertura	250
17.6. Otros aspectos	250
18. Política de gestión de riesgos	252
18.1. Riesgo de tasa de interés	252
18.2. Riesgo de tipo de cambio	252
18.3. Riesgo de "commodities"	253
18.4. Riesgo de liquidez	253
18.5. Riesgo de crédito	253
18.6. Medición del riesgo	254
19. Instrumentos financieros	255
19.1. Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría	255
a) Detalle de los Instrumentos financieros de activo	255
b) Detalle de los Instrumentos financieros de pasivo	256
19.2. Instrumentos Derivados.	256
a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura.	257

b) Activos y pasivos por instrumentos derivados a valor razonable con cambios en resultados	257
c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados	257
19.3. Jerarquías de Valor Razonable	258
a) Clasificación jerárquica de los instrumentos financieros	258
b) Conciliación entre los saldos de apertura y cierre de instrumentos financieros Nivel 3	259
20. Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	260
21. Provisiones	261
a) Desglose de este rubro	261
b) Movimiento de las provisiones durante el período	261
22. Obligaciones por beneficios post empleo	263
22.1. Aspectos generales	263
22.2. Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros	263
22.3. Otras revelaciones	265
23. Patrimonio total	266
23.1. Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	266
23.1.1. Capital suscrito y pagado y número de acciones	266
23.1.2. Dividendos	266
23.2. Reserva por diferencias de cambio por conversión	267
23.3. Gestión del capital	267
23.4. Restricciones a la disposición de fondos de las filiales	267
23.5. Otras reservas	268
23.6. Participaciones no controladoras	269
24. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos	270
25. Materias primas y consumibles utilizados	270
26. Gastos por beneficios a los empleados	271
27. Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	271
28. Otros gastos por naturaleza	272
29. Otras ganancias (pérdidas)	272
30. Resultado Financiero	273
31. Impuesto a las ganancias	274
32. Información por segmento	275
32.1. Criterios de segmentación	275
32.2. Distribución por país	276
33. Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros	282
33.1. Garantías directas	282
33.2. Garantías Indirectas	282
33.3. Litigios y arbitrajes	282
33.4. Restricciones financieras	284
33.5. Otra información	287
34. Dotación	288
35. Sanciones	289
36. Medio Ambiente	290
37. Información financiera resumida de filiales	292
38. Hechos posteriores	292
Anexo Nº 1. Sociedades que componen el grupo Enel Generación Chile	294
Anexo Nº 2. Variaciones del perímetro de consolidación	296
Anexo Nº 3. Sociedades asociadas y negocios conjuntos	298
Anexo Nº 4. Información adicional sobre deuda financiera	300
a) Préstamos Bancarios	300
b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas	302
c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero	302

Anexo N° 5. Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera	304
Anexo N° 6. Detalle de información adicional oficio circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012	306
Anexo N° 6.1. Detalle de información complementaria de cuentas comerciales.	310
Anexo N° 6.2. Estimaciones de ventas y compras de Energía, Potencia y Peajes	314
Anexo N° 7. Detalle vencimiento de proveedores	314

■ Estados Financieros Consolidados

correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

■ Nota 1

Actividad y Estados Financieros Del Grupo

Enel Generación Chile S.A., ex - Empresa Nacional de Electricidad S.A., (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enel Generación Chile (en adelante, "Enel Generación Chile" o el "Grupo").

Enel Generación Chile S.A. es una Sociedad Anónima Abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 114. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1994.

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

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943 bajo el nombre Empresa Nacional de Electricidad S.A.. Por Decreto Supremo de Hacienda N°

97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. La existencia de la compañía bajo su actual nombre Enel Generación Chile S.A., data del 18 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante modificación de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que llevó a cabo el Grupo (ver Nota 4.2). Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N° 91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 883 trabajadores al 31 de diciembre de 2016. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2016 fue de 937 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores ver nota 34.

Enel Generación Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades filiales o asociadas, en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 25 de febrero de 2016 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2016, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Nota 2

Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables.

Los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile S.A. al 31 de diciembre de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 27 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 Generación Chile al 31 de diciembre de 2016 y 2015, y los resultados de las operaciones, los cambios en el patrimonio neto y los flujos de efectivo por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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

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

2.2 Nuevos pronunciamientos contables.

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

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para períodos anuales iniciados a partir del:
Enmienda a NIIF 11: Adquisiciones de intereses en operaciones conjuntas Esta enmienda a NIIF 11 "Acuerdos Conjuntos" requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.	1 de enero de 2016.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014) Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5 "Activos no Corrientes Disponibles para la Venta y Operaciones Discontinuadas", NIIF 7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", NIC 19 "Beneficios a los Empleados" y NIC 34 "Información Financiera Intermedia".	1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización La enmienda a NIC 16 "Propiedades, Planta y Equipo" prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38 "Activos Intangibles", la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangibles el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.	1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los estados financieros separados Esta modificación a la NIC 27 "Estados Financieros Separados" permite a las entidades utilizar el método de la participación para contabilizar las inversiones en filiales, negocios conjuntos y asociadas en sus estados financieros separados. El objetivo de esta enmienda es minimizar los costos de cumplir con las NIIF, especialmente para quienes aplican NIIF por primera vez, sin reducir la información disponible para los inversores.	1 de enero de 2016.

Mejoras y Enmiendas	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
Enmienda a NIC 1: Iniciativa sobre información a revelar El IASB emitió enmiendas a la NIC 1 "Presentación de Estados Financieros", como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas con el objetivo de alentar a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.	1 de enero de 2016.
Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación Estas modificaciones de alcance restringido a la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados", NIIF 12 "Información a Revelar sobre Participaciones en Otras Entidades" y NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" aclaran la aplicación de la excepción de consolidación para las entidades de inversión y sus subsidiarias. Las modificaciones además disminuyen las exigencias en circunstancias particulares, reduciendo los costos de la aplicación de las Normas.	1 de enero de 2016.

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

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.

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

A la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, 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: Instrumentos Financieros	1 de enero de 2018.
NIIF 15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes	1 de enero de 2018.
NIIF 16: Arrendamientos	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 comienzan 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

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 periodo 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 desig-

nación 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 fi-

nancieros, 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 Generación 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"

El IASB emitió en mayo de 2014 la NIIF 15, y establece un modelo de cinco pasos para contabilizar los ingresos derivados de contratos con clientes. De acuerdo a la NIIF 15, 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 que 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 periodo 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 la 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, y 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”, 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 comienzan 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 Generación 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:
Enmienda a NIC 12: Reconocimiento de activos por impuestos diferidos por pérdidas no realizadas El objetivo de las enmiendas a NIC 12 “Impuesto a las Ganancias” es aclarar la contabilización de activos por impuesto diferidos procedentes de pérdidas no realizadas relacionadas con instrumentos de deuda medidos a valor razonable.	1 de enero de 2017.
Enmienda a NIC 7: Iniciativa sobre información a revelar 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.	1 de enero de 2017.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016) 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 otras entidades” y NIC 28 “Inversiones en asociadas y negocios conjuntos”.	NIIF 12: 1 de enero de 2017 NIIF 1: 1 de enero de 2018 NIC 28: 1 de enero de 2018
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la 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.	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo; ii) transacciones de pago basados en acciones con características de liquidación neta en la retención de las obligaciones tributarias; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión 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.	1 de enero de 2018.
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. 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.	Fecha de Vigencia aplazada indefinidamente.

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 Generación 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 la Sociedad, que manifiesta expresamente que se han aplicado en su totalidad los principios y criterios incluidos en las NIIF.

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios y estimaciones realizados por la Gerencia de la Sociedad, 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.d).
- > Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver nota 3.g).

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- > Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver nota 3.d).
- > Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver notas 3.l.1 y 22).
- > La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver notas 3.a y 3.c).
- > Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver notas 3.g y 19).

- > Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver anexo 6.2).
- > La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver nota 3.I).
- > Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver notas 3.a).
- > Los resultados fiscales de las distintas filiales de Enel Generación Chile 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 y estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Sociedades Filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Generación Chile S.A., directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente 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 Generación Chile tiene poder sobre sus filiales cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma 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 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enel Generación Chile", se describe la relación de la Sociedad con cada una de sus filiales.

2.4.1 Variaciones del perímetro de consolidación.

Con fecha 1 de marzo de 2016, en el marco del proceso de reorganización societaria y como consecuencia de la operación de división descrita en la Nota 4.2, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación fuera de Chile, las cuales se detallan en el Anexo 2. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 se detalla en la Nota 4.2.

Con fecha 9 de enero de 2015, Enel Generación Chile S.A., en conjunto con su filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (En adelante "Celta," sociedad fusionada por GasAtacama Chile S.A. el 1 de Noviembre de 2016) formalizó la venta del 100% de sus acciones en la Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A., por un monto de M\$ 25.000.000 (ver Nota 6.d y 29).

La salida de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. del perímetro de consolidación de Enel Generación Chile S.A. supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M\$ 871.022 en los activos corrientes, M\$ 7.107.941 en los activos no corrientes, M\$ 3.700.546 en los pasivos corrientes y de M\$ 1.789.703 en los pasivos no corrientes.

2.4.2 Sociedades no consolidadas con participación superior al 50%

Aunque el Grupo Enel Generación Chile posee una participación superior al 50% en Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (en adelante "Aysén"), tiene la consideración de

“negocio conjunto” ya que el Grupo, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, ejerce el control conjunto de la citada Sociedad.

2.5 Entidades asociadas

Son entidades asociadas aquellas en las que Enel Generación Chile, directa o 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 votos potenciales ejercitables o convertibles en la fecha de cierre de cada periodo, teniendo en cuenta igualmente los derechos de voto potenciales poseídos por Enel Generación Chile S.A. o por otra entidad. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee el 20% o más del poder de voto de la asociada.

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

En el Anexo N°3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos”, se describe la relación de Enel Generación 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.h.

> Operación conjunta: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos y obligaciones con respecto a los pasivos relacionados con el acuerdo. Las operaciones conjuntas se consolidan integrando proporcionalmente los activos y pasivos afectos a dicha operación.

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

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

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

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos

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

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

Si no es posible determinar el valor razonable de todos los activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición, el Grupo informará los valores provisionales que ha considerado en el registro contable de la combinación de negocios. Durante el período de medición, que no excederá de un año a partir de la fecha de adquisición, se ajustarán retrospectivamente los valores provisionales reconocidos, como si la contabilización de la combinación de negocios hubiera sido completada en la fecha de adquisición, y también se reconocerán activos o pasivos adicionales, para reflejar nueva información obtenida sobre hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, pero que no eran conocidos por la administración en dicho momento. La información comparativa presentada en los estados financieros de 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 sociedad adquirida y la ganancia o pérdida resultante, si la hubiera, es reconocida en el resultado del ejercicio.

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y

"Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.

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

interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro 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.

■ Nota 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. 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.d.1).
- > Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 15.d.2).
- > Los desembolsos futuros a los que Enel Generación Chile deberán 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. Enel Generación Chile revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 21).

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

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10-50
Planta y equipos	10-65
Equipamiento de tecnología de la información	3-15
Instalaciones fijas y accesorios	2-35
Vehículos de motor	5-10

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10-65
Equipo electromecánico	10-40
Centrales Carbón/Fuel	25-40
Centrales de Ciclo combinado	10-25
Renovables	20
Instalaciones de transporte 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 bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Plusvalía.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre el neto de los activos identificables adquiridos y los pasivos asumidos, medidos a valor razonable en la fecha de adquisición de la filial. Durante el periodo de medición de la combinación de negocios, la plusvalía puede ser ajustada producto de cambios en los montos provisionales reconocidos de los activos adquiridos y pasivos asumidos (ver Nota 2.7.1).

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

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

c) Activos Intangibles distintos de la Plusvalía

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

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

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

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

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

c.1) Gastos de investigación y desarrollo.

Enel Generación Chile 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 ejercicio en que se incurran.

c.2) Otros activos intangibles.

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos, servidumbres de paso y derechos de agua. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortiza-

ción 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.

d) Deterioro del valor de los activos no financieros.

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

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las UGE 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 de 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 UGE utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

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

miento a largo plazo para el sector y país. Al cierre de 2016 y 2015, las tasas utilizadas para extraer las proyecciones fueron de 4,6% y 4,5%, respectivamente.

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. La tasa de descuento antes de impuestos, expresada en términos nominales, aplicada en 2016 y 2015 fueron de 12,2% y 12,7%, respectivamente.

En el caso de que el monto recuperable de la UGE sea inferior al valor neto en libros del activo, se registra la correspondiente provisión por pérdida por deterioro por la diferencia, con cargo al rubro "Pérdidas por deterioro de valor (Reversiones)" del estado de resultados integrales consolidado. Dicha provisión es asignada, en primer lugar, al valor de la plusvalía de la UGE, en caso de existir, y a continuación, a los demás activos que la componen, prorrataeando 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 las plusvalías, las pérdidas por deterioro de valor reconocidas no se revierten en períodos posteriores.

e) Arrendamientos.

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enel Generación 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 Enel Generación Chile 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 depreciará 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 depreciará en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

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

f) Instrumentos financieros

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

f.1) Activos financieros no derivados.

Enel Generación Chile clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.h y 12) y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios, (Ver Nota 3.j), en cuatro categorías:

> **Préstamos y cuentas por cobrar:** las cuentas comerciales, 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 vencimiento:** aquellas que Enel Generación Chile tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.

> **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

> **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio. (Ver Nota 7).

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

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

En caso de que el valor razonable sea inferior al costo de adquisición, si existe una evidencia objetiva de que el ac-

tivo ha sufrido un deterioro que no pueda considerarse temporal, la diferencia se registra directamente en pérdidas del período.

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

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes.

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

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

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

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

f.4) Pasivos financieros excepto derivados.

Los pasivos financieros se registran generalmente por el efectivo recibido, neto de los costos incurridos en la transacción. En períodos posteriores estas obligaciones se valoran

a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva. (Ver Nota 3.f.1).

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 19.2.b, 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 tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura.

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

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

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

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

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

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, entendiendo 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 de Enel Generación Chile 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 de Enel Generación Chile.

- > 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 Enel Generación Chile, fundamentalmente de electricidad, combustible y otros insumos, cumplen con las características descritas anteriormente. Así, los contratos de compras de combustibles tienen como propósito utilizarlos para la generación de electricidad, los de compra de electricidad se utilizan para concretar ventas a clientes finales, y los de venta de electricidad para la colocación de producción propia.

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

f.6) Baja de activos y pasivos financieros.

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros.

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

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

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

f.8) Contratos de garantías financieras.

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

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

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

g) Medición del valor razonable.

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

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

sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

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

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

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

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

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

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

- > Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;
- > Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es

- decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía;
- > En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.
 - > En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.
- Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 19.3.

h) Inversiones contabilizadas por el método de la 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 de Enel Generación Chile en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con las filiales, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la Sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte de Enel Generación Chile S.A. de reposer la situación patrimonial de la Sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

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

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

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

i) Inventarios

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

j) Activos no corrientes (o grupo de activos para su disposición) clasificados como mantenidos para la venta o como mantenido 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 deben haberse iniciado las acciones necesarias para completar dicho plan. Así mismo debe esperarse que la venta o distribución estén finalizadas en un año a partir de la fecha de clasificación.

Las actividades requeridas para completar el plan 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 los 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) procedente de operaciones discontinuadas", así como también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Acciones propias en cartera.

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del período.

I) 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 uti-

lizando 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 requiera un desembolso de beneficios económicos para liquidar la obligación, la provisión es reversada.

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

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

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

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

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 período, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

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

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

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes.

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

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante

contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos no corrientes.

o) Impuesto a las ganancias.

El gasto por impuesto a las ganancias del ejercicio, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades de Enel Generación Chile 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 temporal deducible, surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales,

asociadas y negocios conjuntos, en las cuales Enel Generación Chile pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no reviertan en un futuro previsible.

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

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

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

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

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 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 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 re-

gulación 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).

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

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

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

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

En contratos en los que el Enel Generación Chile 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.

Enel Generación Chile 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 permutes de bienes o servicios por otros bienes o servicios de naturaleza y valor similar no se consideran transacciones que producen ingresos ordinarios.

Enel Generación Chile 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 medio ponderado de acciones ordinarias de la misma en circulación durante dicho período, sin incluir el número medio de acciones de la Sociedad Matriz en poder del Grupo, si en alguna ocasión fuere el caso.

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

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 anualmen-

te 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, dada la atomizada composición accionaria del capital social de Enel Generación 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 período, determinado 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.

■ Nota 4

Activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

4.1 Proceso de venta de Electrogas S.A.

- Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta

Con fecha 16 de diciembre de 2016, Enel Generación Chile acordó y suscribió un contrato de compraventa de acciones con Aero Chile SpA ("Aero 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 Aero 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 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 de Electrogas S.A. M\$	Participación	Valor de inversión en Electrogas S.A. M\$
30.571.784	42,50%	12.993.008

4.2 Proceso de reorganización societaria - Activos no corrientes mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

I. Antecedentes generales

Con fecha 28 de abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS, mediante un hecho esencial, que el Directorio de su entonces matriz directa, Enersis S.A. (actualmente Enel Américas S.A.), le comunicó que resolvió iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria, tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile, por Enersis 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.), manteniendo la pertenencia al Grupo Enel SpA.

Al respecto, en el mismo hecho esencial, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) (en adelante “Enel Generación Chile”) informó que acordó iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria (“reorganización”) consistente en la división de la Sociedad, para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad. Además, se indicó que el objetivo de esta reorganización es la generación de valor para todos sus accionistas, que ninguna de estas operaciones requeriría el aporte de recursos adicionales de parte de los accionistas, que la posible reorganización societaria se estudiaría teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas, con especial atención al interés minoritario, y que de ser aprobada sería, en su caso, sometida a la aprobación de una Junta Extraordinaria de Accionistas.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- > la división de Enersis S.A., y sus filiales Endesa Chile y Chilectra de forma que queden separados, por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y
- > la ulterior fusión de las sociedades propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile. En esta operación Enersis S.A. absorbería por fusión a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., sociedades que surgirían a partir de la división de Endesa Chile y Chilectra, respectivamente.

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Chile resolvió aprobar la división de la compañía, sujeta a las condiciones suspensivas consistentes en la aprobación de las divisiones de Enersis S.A. y Chilectra S.A. por parte de sus respectivas Juntas Extraordinarias de Accionistas, además de las correspondientes tramitaciones legales de sus actas y otros asuntos relaciona-

dos. Adicionalmente, se aprobó que la división tendrá efecto a partir del primer día calendario del mes siguiente a aquel en que se otorgue una escritura pública de cumplimiento de condiciones de la división.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Endesa Chile y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas S.A., a la cual se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a las actividades fuera de Chile. Consecuentemente, se verificó la correspondiente disminución de capital de Endesa Chile y demás reformas de estatutos (ver Nota 23). En esta misma fecha los activos y pasivos de Endesa Chile fueron transferidos a Enersis Chile S.A. (actualmente Enel Chile S.A.), sociedad que surgió de la división de Enersis S.A., y a la cual le fueron asignado los negocios de generación y distribución en Chile.

II. Aspectos contables

A contar del 31 de diciembre de 2015, fecha en que se cumplieron los requisitos establecidos en la NIIF 5 “Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas”, la compañía efectuó los siguientes registros contables:

i) Activos y pasivos

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

A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 1 de Marzo de 2016, fecha en que se materializó la división de Enel Generación Chile, y al 31 de diciembre de 2015.

	Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 1-3-16 M\$	Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios 31-12-15 M\$
ACTIVOS		
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	211.252.436	112.313.130
Otros activos financieros corrientes	4.026.343	5.641.903
Otros activos no financieros corriente	11.065.826	14.336.049
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	211.703.393	199.139.964
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	54.507.295	37.639.756
Inventarios	22.562.325	25.926.892
Activos por impuestos corrientes	1.180.380	50.966
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	516.297.998	395.048.660
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Otros activos financieros no corrientes	577.719	625.981
Otros activos no financieros no corrientes	2.764.888	3.239.510
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	220.651.649	230.824.700
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	441.310.088	446.338.964
Activos intangibles distintos de la plusvalía	29.219.975	31.083.689
Plusvalía	94.270.450	100.700.656
Propiedades, planta y equipo	2.481.383.742	2.663.590.814
Activos por impuestos diferidos	16.403.221	18.253.056
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	3.286.581.732	3.494.657.370
TOTAL DE ACTIVOS	3.802.879.730	3.889.706.030
PASIVOS		
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros corrientes	198.963.253	221.018.241
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	238.547.183	259.664.724
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	55.541.485	48.124.723
Otras provisiones corrientes	67.049.521	78.935.605
Pasivos por impuestos corrientes	69.623.615	65.310.111
Otros pasivos no financieros corrientes	1.797.957	1.951.294
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	631.523.014	675.004.698
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros no corrientes	908.367.472	896.924.119
Otras cuentas por pagar no corrientes	37.652.705	39.373.175
Otras provisiones no corrientes	33.922.531	36.473.503
Pasivo por impuestos diferidos	158.913.576	163.761.907
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	19.308.134	21.548.342
Otros pasivos no financieros no corrientes	17.547.661	18.698.412
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.175.712.079	1.176.779.458
TOTAL PASIVOS	1.807.235.093	1.851.784.156

ii) Ingresos y gastos

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

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

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Operaciones Discontinuadas	Operaciones Discontinuadas
	29-2-16 M\$	31-12-15 M\$
Ingresos de actividades ordinarias	229.074.809	1.238.466.148
Otros ingresos, por naturaleza	6.648.363	64.649.040
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	235.723.172	1.303.115.188
Materias primas y consumibles utilizados	(95.953.531)	(481.747.189)
Margin de Contribución	139.769.641	821.367.999
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	1.187.538	11.937.667
Gastos por beneficios a los empleados	(11.608.563)	(85.228.546)
Gasto por depreciación y amortización	-	(108.405.664)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(906.638)	(4.813.372)
Otros gastos por naturaleza	(16.295.714)	(73.277.014)
Resultado de Explotación	112.146.264	561.581.070
Otras ganancias (pérdidas)	41.806	(508.842)
Ingresos financieros	2.779.987	59.300.320
Costos financieros	(21.056.624)	(87.794.374)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	6.375.719	38.679.661
Diferencias de cambio	25.485.086	96.180.972
Ganancia antes de impuestos	125.772.238	667.438.807
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(46.199.793)	(256.249.256)
GANANCIA DE OPERACIONES DISCONTINUADAS	79.572.445	411.189.551
Atribuible a		
Ganancia de operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	39.759.035	180.546.069
Ganancia de operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	39.813.410	230.643.482
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	79.572.445	411.189.551
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	-	247.120
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, neto de impuestos		
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	(135.953.119)	(245.784.132)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	-	(441.549)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(213.919)	(1.897.437)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo	(1.697.346)	(10.204.780)
Total Otro resultado integral de Operaciones Discontinuadas	(137.864.384)	(258.080.778)
Resultado integral atribuible a		
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(33.070.495)	9.868.045
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(25.221.444)	143.240.728
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	(58.291.939)	153.108.773

iii) Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

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

	29/2/16 M\$	31-12-15 M\$
Reservas generadas por		
Diferencias de cambio por conversión	(263.741.101)	(192.080.845)
Coberturas de flujo de caja	(8.696.789)	(8.022.483)
Remedición de activos disponibles para la venta	(118.662)	(118.662)
Otras reservas	(2.561.252)	(1.967.052)
Total	(275.117.804)	(202.189.042)

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

iv) Flujos de efectivo

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas durante el periodo terminado al 29 de febrero de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

El flujo de efectivo neto resumido	Operaciones Discontinuadas	
	29/2/16	31-12-15
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	69.011.031	473.002.615
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(25.947.761)	(233.343.855)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	80.160.648	(430.690.847)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	123.223.918	(191.032.087)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(24.284.612)	4.902.987
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	98.939.306	(186.129.100)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	112.313.130	298.442.231
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	211.252.436	112.313.130

III. Otros antecedentes

Producto de la materialización de la división de Enel Generación Chile, se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 577 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (M\$ 116.053.255, aproximadamente). Este impuesto, que se pagó durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Generación Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones.

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).

4.3 Venta de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A. - Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta

Durante el mes de diciembre de 2014, Enel Generación Chile y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. (En adelante “Celta”), sociedad fusionada por GasAtacama Chile S.A. el 1 de Noviembre de 2016) suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas, que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Finalmente, la venta fue perfeccionada el 9 de enero de 2015 y originó una ganancia ante de impuesto de M\$ 4.207.167 (Ver nota 29).

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

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

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

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

Túnel El Melón	Saldo al 31-12-2014 M\$
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.702
Otros activos no financieros corriente	81.275
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	758.645
Activos por impuestos corrientes	1.400
ACTIVOS CORRIENTESTOTALES	871.022
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.404.615
Propiedades, planta y equipo	81.432
Activos por impuestos diferidos	2.621.894
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	7.107.941
TOTAL DE ACTIVOS	7.978.963
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	3.072.179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	495.235
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.102
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030
PASIVOS CORRIENTESTOTALES	3.700.546
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.660.254
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	102.423
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.026
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.789.703
TOTAL PASIVOS	5.490.249
El flujo de efectivo neto resumido	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.776
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.604.740)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.450.774)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(9.738)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.738)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	39.440
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	29.702

■ Nota 5

Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

1) 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.

1.1 Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supereditada 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:

- (i) Clientes libres: Corresponden a aquellos clientes que tienen una potencia conectada mayor a 5.000 kW, principalmente industriales y mineros. Estos consumidores pueden negociar libremente sus precios de suministro eléctrico con las generadoras y/o distribuidoras. Los clientes con potencia conectada entre 500 y 5.000 KW, tienen la opción de contratar energía a precios que pueden ser convenidos con sus proveedores -o bien-, seguir sujetos a precios regulados, con un período de permanencia mínima de cuatro años en cada régimen.
- (ii) 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.
- (iii) Mercado Spot o de corto plazo: Corresponde a las transacciones de energía y potencia entre compañías generadoras, que resultan de la coordinación realizada por el 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.

1.2 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 los siguientes 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 sujetas 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 cuadrienalmente 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 las 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.

1.3 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 ±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.

2) Temas Regulatorios

i. 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.

ii. 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 opera-

ción del sistema eléctrico, introduciendo un único coordinador nacional independiente que reemplaza a los Centros de Despacho Económicos de Carga- CDEC (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.

3) Procesos de Licitación de Suministro

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 las 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.

■ Nota 6

Efectivo y Equivalente al Efectivo

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo en caja	31.293	4.759
Saldos en bancos	24.787.424	10.802.821
Depósitos a plazo	17.325.478	971.873
Otros instrumentos de renta fija	72.342.284	25.645.780
Total	114.486.479	37.425.233

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

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

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Chilenos	105.038.095	27.625.086
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	\$ Argentinos	4.807.406	5.531.184
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US\$ Estadounidenses	4.640.978	4.268.963
Total		114.486.479	37.425.233

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

Apertura de Efectivo y Equivalente al Efectivo	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	114.486.479	37.425.233
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	112.313.130
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	114.486.479	149.738.363

(*) Ver Nota 4.2

d) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

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

(*) Ver Nota 2.4.1

- e) Como consecuencia de la materialización de la división de la Enel Generación Chile (ver nota 4.2.), con fecha 1 de marzo de 2016 se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Endesa Américas por un total de M\$ 211.252.436. Este monto corresponde a parte de saldo que a dicha fecha mantenía la sociedad Matriz, más la totalidad de los saldos que poseían las filiales extranjeras. Esta salida de efectivo se presenta como una actividad de Financiamiento, en la línea “Otras Salidas de Efectivo”.

■ Nota 7

Otros Activos Financieros

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

Otros activos financieros	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	407	389
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	2.616.240	3.001.868
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	121.443	76.703	25.533.188	18.716.463
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	365.663	934.852	652.733	-
Total	487.106	1.011.555	28.802.568	21.718.720

(*) Ver Nota 19.2.a.

■ Nota 8

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar

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

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	31-12-2016		31-12-15	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	261.754.397	6.788.437	365.024.469	35.901
Cuentas comerciales, bruto	214.479.114	5.751.510	271.783.505	35.901
Otras cuentas por cobrar, bruto	47.275.283	1.036.927	93.240.964	-

Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	31-12-2016		31-12-15	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	260.440.086	6.788.437	363.475.277	35.901
Cuentas comerciales, neto	213.164.803	5.751.510	270.234.313	35.901
Otras cuentas por cobrar, neto	47.275.283	1.036.927	93.240.964	-

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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

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

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Con antigüedad menor de tres meses	4.709.261	1.122.810
Con antigüedad entre tres y seis meses	6.014.819	522
Con antigüedad entre seis y doce meses	13.747.986	411.387
Con vencimiento mayor a doce meses	10.508.696	64.125.613
Total	34.980.762	65.660.332

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales por venta fueron los siguientes:

	Corriente y no Corriente M\$
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3.631.793
Aumentos (disminuciones) del período (*)	480.617
Montos castigados	(3.566)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(213.092)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(2.346.560)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	1.549.192
Montos castigados	(215.826)
Otros movimientos	(19.055)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	1.314.311

(*) El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enel Generación Chile, ascendió a M\$ 371.558 durante el ejercicio 2015. Por otra parte, el 100% de los montos castigados y diferencias de conversión de moneda extranjera generadas en 2015, se relacionan con las operaciones discontinuadas (Ver Nota 4.2).

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.

d) Información adicional:

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

■ Nota 9

Saldos y transacciones con partes relacionadas

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

Las transacciones con sociedades filiales 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 empresas relacionadas, ni provisiones por deudas de dudoso cobro.

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas.

Cuentas por Cobrar				
R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz Común
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz
Extranjera	Generalima S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Asociada
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días	Asociada
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada
Extranjera	PH Chucas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Venta de Gas	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Endesa España S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común

Moneda	País	Saldo			
		Corrientes		No corrientes	
		31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
CH\$	Chile	35.228.094	44.709.413	-	-
CH\$	Chile	26	-	-	-
CH\$	Chile	15.840	501.764	-	-
CH\$	Perú	346.061	-	-	-
CH\$	Chile	22	3.009	-	-
CH\$	Chile	22.944	-	-	-
CH\$	Chile	152.290	-	-	-
CH\$	Chile	251.977	265.162	-	-
CH\$	Perú	341.948	-	-	-
US\$	Chile	16.780.275	15.570.315	-	-
US\$	Chile	-	1.498.339	-	-
CH\$	Chile	-	571.118	-	-
CH\$	Chile	60.740	18.277	-	-
CH\$	Chile	2	2	-	-
CH\$	Chile	4.917	460	-	-
CH\$	Chile	-	1.849.765	-	-
CH\$	Chile	129.755	86.713	-	-
CH\$	Chile	198	198	-	-
CH\$	Chile	64	64	-	-
CH\$	Brasil	2.097.313	-	-	-
CH\$	Costa Rica	1.614.168	1.188.564	-	-
CH\$	España	587.224	1.858.366	-	-
U.F	España	36.067	-	-	-
CH\$	Chile	-	-	-	-
CH\$	Chile	-	-	-	-
CH\$	España	-	232.867	-	-
CH\$	Chile	142.926	59.786	-	-
CH\$	Chile	8	-	-	-
CH\$	España	13.077	-	-	-
CH\$	Chile	243.946	215.977	-	-
CH\$	Chile	98.353	91.443	-	-

Cuentas por Cobrar

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Compania Energetica Veracruz S.A.C.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Emgesa S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Venta de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
Total				

(*) Ver Nota 1

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas.

Cuentas por Cobrar

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Naturaleza de la relación
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Peaje	Menos de 90 días	Asociada
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Enersis Chile S.A.) (*)	Dividendos	Menos de 90 días	Matriz
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Préstamos	Menos de 90 días	Matriz
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días	Asociada
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Carbón	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días	Negocio Conjunto
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peaje	Menos de 90 días	Negocio Conjunto
Extranjera	Enel Ingegneria & Ricerca S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Asociada
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días	Matriz Común
76.321.458-3	Almeyda Solar S.p.A	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Derivados de commodities	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Compra de energía	Menos de 90 días	Matriz Común
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Peaje	Menos de 90 días	Matriz Común
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Otros servicios	Menos de 90 días	Matriz Común
Total				

(*) Ver Nota 1

Moneda	País	Saldo			
		Corrientes	No corrientes	31-12-2016	31-12-2015
		M\$	M\$	M\$	M\$
CH\$	Chile	81.377	125.727	-	-
CH\$	Peru	639.233	-	-	-
CH\$	Italia	8.144	-	-	-
CH\$	Italia	125.960	-	-	-
CH\$	Italia	22.321.017	20.397	-	-
CH\$	Colombia	29.989	-	-	-
CH\$	Perú	1.328.268	-	-	-
CH\$	Chile	25.558	-	-	-
		82.727.781	68.867.726	-	-

Moneda	País	Saldo			
		Corrientes	No corrientes	31-12-2016	31-12-2015
		M\$	M\$	M\$	M\$
\$ Arg	Argentina	13.574	17.836	-	-
CH\$	Chile	124	57.024	-	-
CH\$	Chile	7.264.883	8.996.228	-	-
CH\$	Chile	257.060	641.113	-	-
CH\$	Chile	74.388	77.049	-	-
CH\$	Chile	1.709.803	1.436.317	-	-
CH\$	Chile	85.032.236	47.843.968	-	-
CH\$	Chile	-	177.747.326	-	-
\$ Col	Chile	14.457	-	-	-
CH\$	Chile	4.872.264	6.357.467	-	-
CH\$	Chile	682.650	1.457.580	-	-
CH\$	Chile	1.285.768	334.425	-	-
CH\$	España	486.180	309.558	-	-
CH\$	España	379.731	482.211	-	-
CH\$	España	-	2.899.021	-	-
CH\$	España	183.607	419.898	-	-
CH\$	Italia	-	216.599	-	97.186
CH\$	Chile	-	258.625	-	-
CH\$	Chile	332.709	-	-	-
CH\$	Italia	6.343.845	4.295.894	251.527	-
CH\$	Chile	48.432	50.757	-	-
CH\$	Brasil	85.864	76.021	-	-
CH\$	Chile	2.171.862	2.196.983	-	-
CH\$	Chile	2.283	113	-	-
CH\$	Chile	475	1.162.999	-	-
Eur	Italia	79.990	11.849	-	-
CH\$	Italia	1.103.206	-	-	-
CH\$	Italia	571.754	237.624	-	-
CH\$	Chile	7.406.880	-	-	-
CH\$	Chile	42.901	-	-	-
CH\$	Chile	87.448	-	-	-
Eur	Italia	483.665	-	-	-
		121.018.039	257.584.485	251.527	97.186

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables es el siguiente:

Transacciones con efecto en resultados					Saldo al	
R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	374.962.639	337.882.270
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Peajes de Electricidad y Otros	Chile	34.506.435	30.650.096
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex-Chilectra S.A.)	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(29.498.711)	(28.371.022)
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	42.779	21.641
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	2.233	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz	Servicios Prestados	Chile	498.284	1.467.189
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz	Préstamos	Chile	(1.589.749)	(4.545.877)
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(979.655)	(6.283.408)
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Eneresis Chile S.A.) (*)	Matriz	Servicios Prestados	Chile	1.134.766	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Eneresis Chile S.A.) (*)	Matriz	Préstamos	Chile	(420.867)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex - Eneresis Chile S.A.) (*)	Matriz	Servicios Recibidos	Chile	(5.148.683)	-
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(151.365)	(1.281.486)
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Argentina	1.879	15.903
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	6.294	1.907
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	19.901.620	69.490.689
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Colombia	(128.794)	(838.185)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Colombia	15.714	97.342
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Colombia	(17.587)	(142.605)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Préstamos	Colombia	11.355	(12.947)
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(3.864.016)	(24.597.268)
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Argentina	(56.368)	(525.165)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	16.304.643	71.454.196
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Perú	(102.171)	16.442.636
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	4.889.644	-
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(523.969)
Extranjera	Endesa Latinoamericana S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(12.388)	-
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Brasil	2.044.935	-
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(66.297.066)	(15.030.911)
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Derivados de commodities	España	-	(2.144.063)
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	-	(23.329)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Perú	34.935	320.120
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Perú	(308.224)	(2.337.992)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	222.826	608.437
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Perú	-	(192)
Extranjera	Enel Generación Piura S.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	(520)	(27.502)
Extranjera	Generalima S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Perú	108.817	151.907
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Colombia	(194.805)	(1.076.426)
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Colombia	1.161.383	4.239.620
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Venta de Energía	Chile	2.356.971	3.260.734
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Recibidos	Chile	(37.162)	-
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	960.390	650.390
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	(71.599)	151.088
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Argentina	(95.813)	(811.173)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas	Chile	(3.625.100)	(3.296.956)
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Consumo de Combustible	Chile	(553.905)	(952.044)

Transacciones con efecto en resultados					Saldo al	
R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	País	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas	Chile	(116.391.269)	(123.964.573)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	(436)	81.749
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Transporte de Gas	Chile	(49.418.058)	(52.195.582)
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Servicios Prestados	Chile	82.762	54.377
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Chile	(925.095)	(826.358)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	159.606	17.780
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	248.136	286.833
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(5.064.692)	(5.713.909)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	2.292
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Chile	(67.341)	(61.307)
Extranjera	Compañía Interconexao Energética S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad	Brasil	95.813	811.173
Extranjera	Enel Iberoamérica SRL	Matriz	Servicios Prestados	España	(167.186)	(363.777)
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Asociada	Préstamos	Chile	-	(9.322)
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Asociada	Peajes de Electricidad	Chile	(1.537.963)	(1.473.974)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	48.337	-
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur S.p.A	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(34.954.457)	-
Extranjera	PH Chucas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Costa Rica	425.604	1.188.564
Extranjera	Central Dock Sud S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Argentina	454	3.383
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Gas	España	18.655.911	14.604.841
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible	España	(134.393)	-
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	España	-	226.509
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(471.210)	(502.332)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	129.418	153.158
Extranjera	Enel Ingegneria & Ricerca	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(772.044)	(2.140.170)
96.764.840-k	Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	-	-
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común	Derivados de commodities	Italia	7.012.879	(833.366)
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	-	(216.437)
Extranjera	Endesa España S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	España	(7.528)	(74.767)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(26.796.385)	(26.456.123)
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	49.477	217.448
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(14.802.199)	(14.929.463)
76.052.206-6	Parque Eólico Valle de los Vientos SA	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	697.970	670.035
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Matriz Común	Compra de Energía	Chile	(35.362)	(289.186)
76.321.458-3	Almeyda Solar S.P.A	Matriz Común	Venta de Energía	Chile	98.994	87.080
Extranjera	Compañia Energetica Veracruz S.A.C.	Matriz Común	Servicios Prestados	Peru	52.524	1.058.037
Extranjera	Enel Produzione S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(40.217)	(403.404)
Extranjera	Endesa Latinoamericana S.A.	Matriz	Servicios Recibidos	España	-	(89.075)
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Préstamos	Perú	-	(1.747)
Extranjera	Enel S.p.A	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	(475.401)	-
Extranjera	Enel S.p.A	Matriz	Servicios Recibidos	Italia	(35.949)	(1.166.150)
Extranjera	Enel Generación Perú S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Peru	(125.069)	-
Extranjera	Enel Global Trading S.p.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos	Italia	(13.114)	-
76.536.351-9	Endesa Américas S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados	Chile	641.087	-
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Matriz Común	Servicios Recibidos	Argentina	(972)	-
Total					122.176.626	231.835.882

(*) Ver Nota 1

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

9.2 Directorio y personal clave de la Gerencia

Enel Generación Chile es administrada por un Directorio compuesto por nueve 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 27 de abril de 2016. En sesión de Directorio celebrada con fecha 28 de abril de 2016 fueron designados los actuales Presidente, Vicepresidente y Secretario del Directorio.

Miembros del Directorio:

- > Giuseppe Conti (Presidente)
- > Francesco Giorgianni (Vicepresidente)
- > Francesco Buresti
- > Mauro Di Carlo
- > Umberto Magrini
- > Luca Noviello
- > Enrique Cibié Bluth
- > Jorge Atton Palma
- > Julio Pellegrini Vial

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 transacciones 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 Generación Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología

de determinación, se establecieron en la Junta Ordinaria de accionistas del año 2016.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- a. 174 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- b. 84 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales, la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

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

Los ejecutivos de Enel Generación Chile 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 Generación Chile.

Comité de Directores

Cada miembro del Comité de Directores percibe una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- a. 58 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- b. 28 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión, sin límite de sesiones remuneradas

Por la promulgación de la Ley N° 20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, se estableció la fusión del Comité de Directores y el Comité de Auditoría.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el Directorio al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2016		
			Directorio de Enel Generación M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Giuseppe Conti (1) (*)	Presidente	27/04/16 al 31-12-16	-	-	-
Enrico Viale (1) (*)	Presidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Giorgianni (2) (*)	Vicepresidente	27/04/16 al 31-12-16	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya (2)(*)	Vicepresidente	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesco Buresti (*)	Director	01/01/16 al 31-12-16	-	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/16 al 31-12-16	98.102	-	29.796
Jorge Atton Palma	Director	01/01/16 al 31-12-16	98.102	-	29.796
Julio Pellegrini Vial (3)	Director	27/04/16 al 31-12-16	73.864	-	23.162
Mauro Di Carlo (3) (*)	Director	27/04/16 al 31-12-16	-	-	-
Umberto Magrini (3) (*)	Director	27/04/16 al 31-12-16	-	-	-
Luca Noviello (3) (*)	Director	27/04/16 al 31-12-16	-	-	-
Felipe Lamarca Claro (3)	Director	01/01/16 al 27/04/16	28.744	-	6.634
Isabel Marshall Lagarrigue (3)	Director	01/01/16 al 27/04/16	28.744	-	-
Vittorio Vagliasindi (3) (*)	Director	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Francesca Gostinelli (3) (*)	Director	01/01/16 al 27/04/16	-	-	-
Total			327.556	-	89.388

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31-12-2015		
			Directorio de Enel Generación M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Enrico Viale	Presidente	01/01/15 al 31-12-15	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya	Vicepresidente	01/01/15 al 31-12-15	-	-	-
Francesco Buresti	Director	01/01/15 al 31-12-15	-	-	-
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/15 al 31-12-15	91.432	-	32.038
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/15 al 31-12-15	91.432	-	32.038
Susana Carey Claro	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	7.336
Isabel Marshall Lagarrigue	Director	01/01/15 al 31-12-15	91.432	-	-
Vittorio Vagliasindi	Director	01/01/15 al 31-12-15	-	-	-
Alfredo Arahuetez Garcia	Director	01/01/15 al 27/04/15	18.065	-	-
Jorge Atton Palma	Director	27/04/15 al 31-12-15	73.366	-	24.454
Francesca Gostinelli	Director	27/04/15 al 31-12-15	-	-	-
Total			383.792	-	95.866

(1) El Sr. Giuseppe Conti asumió como Presidente del Comité de Directores el 27 de abril de 2016 en reemplazo del Sr. Enrico Viale.

(2) El Sr. Francesco Giorgianni asumió como Vicepresidente del Comité de Directores el 27 de abril de 2016 en reemplazo del Sr. Ignacio Mateo Montoya.

(3) Los Señores Julio Pellegrini Vial, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini y Luca Noviello asumieron como directores el día 27 de abril de 2016 en reemplazo de los(as) Señores(as) Felipe Lamarca Claro, Isabel Marshall Lagarrigue, Vittorio Vagliasindi y Francesca Gostinelli.

(*) Los(as) Señores(as) Giuseppe Conti, Enrico Viale, Francesco Giorgianni, Ignacio Mateo Montoya, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini, Luca Noviello, Vittorio Vagliasindi y Francesca Gostinelli renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio de Enel Generación Chile .

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 de Enel Generación Chile

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la Gerencia

RUT	Nombre	Miembros de la Alta Dirección
		Cargo
24.789.926-K	Valter Moro	Gerente General
7.415.913-3	Jorge Burlando Bonino (1)	Gerente de Planificación y Control
7.012.475-0	Raúl Arteaga Errázuriz (2)	Gerente de Administración y Finanzas
8.586.744-K	Luis Alberto Vergara Adamides (3)	Gerente de Recursos Humanos
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor	Fiscal
10.603.713-2	María Teresa González Ramírez (4)	Gerente de Comunicación y Sostenibilidad
11.629.179-7	Humberto Espejo Paluz	Gerente de Trading y Comercialización
13.191.190-4	Claudio Helfmann Soto	Gerente de Desarrollo de Negocios
11.565.097-1	Bernardo Canales Fuenzalida	Ingeniería y Construcción Hidráulica
25.467.930-5	Michele Siciliano (5)	Generación Térmica Chile
10.939.381-9	Claudio Ordenes Tirado (5)	Ingeniería y Construcción Térmica
8.803.928-9	Carlo Carvallo Artigas (5)	Generación Hidroeléctrica Chile

(1) El 30 de junio de 2016, el Sr. Jorge Burlando Bonino asumió como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Juan Fernando La Fuente Vila.

(2) El 1 de mayo de 2016, el Sr. Raúl Arteaga Errazuriz asumió como Gerente de Administración y Finanzas en reemplazo del Sr. Ramiro Alfonsin Balza.

(3) El 1 de abril de 2016, el Sr. Luis Alberto Vergara Adamides asumió como Gerente de Recursos Humanos en reemplazo del Sr. Federico Polemann.

(4) El 4 de noviembre de 2016, la Sra. María Teresa González Ramírez renunció como Gerente de Comunicación y Sostenibilidad.

(5) El 15 de diciembre de 2016, los Sres. Michele Siciliano, Claudio Ordenes Tirado y Carlo Carvallo Artigas asumieron a los cargos de Gerente Generación Térmica Chile, Gerente Ingeniería y Construcción Térmica y Gerente Generación Hidroeléctrica Chile, respectivamente.

Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

Enel Generación Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la compañía. 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 devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a:

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Remuneración devengada por el Personal de la Gerencia		
Remuneración	1.865.334	1.581.984
Beneficios a corto plazo para los empleados	553.550	460.027
Otros beneficios a largo plazo	252.533	695.840
Total	2.671.417	2.737.851

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Enel Generación Chile

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Enel Generación Chile.

9.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción al Directorio.

■ Nota 10

Inventarios

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

Clases de Inventarios	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Suministros para la producción	12.377.179	17.838.254
Gas	2.159.901	3.882.410
Petróleo	2.556.438	3.183.800
Carbón	7.660.840	10.772.044
Repuestos	21.013.620	18.917.155
Total	33.390.799	36.755.409

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2016, las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M\$ 295.148.838 (M\$ 327.502.996 al 31 de diciembre de 2015) (ver nota 25).

En el rubro "Otros activos no financieros no corrientes" se presenta un monto de M\$ 5.118.917 correspondientes a repuestos y materiales que serán utilizados en un horizonte superior a doce meses.

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

■ Nota 11

Activos y pasivos por impuestos corrientes

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

Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Pagos provisionales mensuales	24.452.330	12.656.076
Crédito por utilidades absorbidas	9.839.979	9.597
Créditos por gastos de capacitación	-	22.000
Ganancia mínima presunta (Argentina)	146.099	1.095
Otros	-	2.168.694
Total	34.438.408	14.857.462

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

Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Impuesto a la Renta	61.457.940	14.484.736
Total	61.457.940	14.484.736

■ Nota 12

Inversiones contabilizadas por el método de la participación

12.1 Inversiones contabilizadas por el método de la participación

a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de la participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2016	Adiciones
					M\$	M\$
Electrogas S.A.(*)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	12.042.874	-
GNL Quintero S.A. (**)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	17.137.023	-
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	2.662.029	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	6.280.292	2.346.000
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	7.594.153	-
Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	0,3400%	-	235.090
Southern Cone Power Argentina S.A.(***)	Asociada	Argentina	Peso Argentino	2,0000%	-	3.326
TOTALES					45.716.371	2.584.416

Movimientos en Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación	Saldo al 01-01-2016	Adiciones
					M\$	M\$
Electrogas S.A.(1)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%	10.777.659	-
GNL Quintero S.A.(1)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%	15.198.935	-
GNL Chile S.A.(1)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%	1.818.168	-
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%	6.144.556	2.550.000
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.(1)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%	6.426.004	-
Enel Brasil S.A. (2)	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%	538.876.930	-
Enel Trading Argentina S.R.L. (Ex-Endesa Cemsa S.A.) (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%	1.979.132	-
Distrilec Inversora S.A. (2,3 y 4)	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%	-	-
Central Termica Manuel Belgrano (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	24,1760%	-	8.623
Central Termica San Martin (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	24,1760%	-	8.623
Central Vuelta Obligada S.A.(2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	34,5000%	-	12.213
TOTALES					581.221.384	2.579.459

(1) La participación en las ganancias (pérdidas) correspondientes a las operaciones continuadas de Enel Generación Chile ascendió a M\$ 8.905.045 al 31 de diciembre de 2015.

(2) Estas inversiones fueron reclasificadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios al 31 de diciembre de 2015 y dadas de baja con fecha 1 de marzo de 2016, fecha en que se perfeccionó la división de Enel Generación Chile (ver notas 3.j y 4.2)

(3) Los saldos correspondientes a la provisión por patrimonio negativo se presentan en el rubro Cuentas por pagar.

Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro Incremento (Decreimento)	Saldo al 31-12-2016	Provisión Patrimonio Negativo	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31-12-2016
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
5.166.226	(3.979.095)	(844.372)	607.375	-	12.993.008	-	(12.993.008)	-
2.750.075	(2.598.035)	(816.094)	(12.298.165)	(4.174.804)	-	-	-	-
1.491.025	-	(170.122)	-	-	3.982.932	-	-	3.982.932
(2.185.127)	-	-	-	-	6.441.165	-	-	6.441.165
628.611	-	-	-	-	8.222.764	-	-	8.222.764
23.611	-	(21.043)	(656)	(145.665)	91.337	-	-	91.337
3.780	-	(1.080)	(63)	(5.963)	-	-	-	-
7.878.201	(6.577.130)	(1.852.711)	(11.691.509)	(4.326.432)	31.731.206	-	(12.993.008)	18.738.198

Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Otros Resultados Integrales	Otro Incremento (Decreimento)	Saldo al 31-12-2015	Provisión Patrimonio Negativo	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31-12-2015
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
5.121.427	(4.398.423)	1.120.074	(577.863)	-	12.042.874	-	-	12.042.874
4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	-	-	17.137.023
495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	-	-	2.662.029
(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.292	-	-	6.280.292
1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	-	-	7.594.153
36.473.505	(16.467.640)	(112.807.060)	(1.893.133)	-	444.182.602	-	(444.182.602)	-
(820.910)	-	(281.870)	-	-	876.352	-	(876.352)	-
497.609	-	(36.875)	(4.306)	-	456.428	(315.634)	(140.794)	-
1.336.702	(585.303)	(171.618)	-	-	588.404	-	(588.404)	-
1.192.755	(502.124)	(157.897)	-	-	541.357	-	(541.357)	-
-	-	(2.758)	-	-	9.455	-	(9.455)	-
47.584.706	(26.402.669)	(110.136.609)	(2.475.302)	-	492.370.969	(315.634)	(446.338.964)	45.716.371

(4) La influencia significativa se ejercía producto que Enel Américas, matriz directa de Enel Generación Chile al cierre de 2015, posee el 51,5% de participación sobre Distrilec.

(*) Ver Nota 4.1

(**) Ver Nota 12.1 b)

(***) Durante el mes de mayo de 2016, esta sociedad fue absorbida por Enel Argentina, siendo esta última la continuadora legal.

b) Venta GNL Quintero S.A.

Con fecha 9 de junio de 2016, 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) y se presenta en el rubro "Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades" en el estado de flujo de efectivo al 31 de diciembre de 2016.

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.

12.2 Información financiera adicional de las inversiones en asociadas

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Enel Generación Chile ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente	Activo no corriente
	M\$	M\$	M\$
GNL Quintero S.A.	20,00%	-	-
Electrogas S.A.	42,50%	9.318.456	40.746.438
GNL Chile S.A.	33,33%	90.283.944	117.703

Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente	Activo no corriente
	M\$	M\$	M\$
Electrogas S.A.	42,50%	9.800.478	46.815.192
GNL Chile S.A.	33,33%	73.289.529	19.843.392
Enel Trading Argentina S.R.L. (ex-Endesa Cemsa S.A.)	45,00%	22.954.619	91.195
Enel Brasil S.A.	38,64%	796.102.019	1.994.170.371
Distilec Inversora S.A.	0,89%	587.602	-

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

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

Saldo al 31 de diciembre de 2016

Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
-	-	86.471.706	(72.752.059)	13.719.647	(65.571.292)	(51.851.645)
5.683.680	13.809.430	24.126.070	(11.970.244)	12.155.826	(347.369)	11.808.457
78.452.153	-	615.229.994	(610.756.322)	4.473.522	(510.406)	3.963.116

Saldo al 31 de diciembre de 2016

Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
12.191.561	16.087.931	23.546.048	(10.624.229)	12.921.819	1.275.795	14.197.614
59.207.958	25.938.077	655.759.390	(654.273.074)	1.486.316	1.045.519	2.531.835
21.098.368	-	2.269.586	(4.093.829)	(1.824.243)	(626.380)	(2.450.623)
653.756.271	725.006.818	2.016.488.835	(1.898.139.782)	118.349.053	(370.529.946)	(252.180.893)
648.086	51.369.880	56.070.768	-	56.070.768	(9.439.319)	46.631.449

12.3 Información financiera adicional de las inversiones en negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Enel Generación Chile posee negocio conjunto:

Inversiones en negocios conjuntos	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	
	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
% Participación	51,00%	51,00%	50,00%	50,00%
Total de Activos corrientes	863.962	502.938	6.366.378	4.870.520
Total de Activos no corrientes	15.159.321	15.159.321	12.034.576	12.228.334
Total de Pasivos corrientes	3.324.706	3.290.947	245.025	463.983
Total de Pasivos no corrientes	68.081	56.685	1.710.406	1.674.416
Efectivo y equivalentes al efectivo	860.719	428.440	5.716.196	4.457.803
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.774.316	2.099.517
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(773.093)	(529.169)
Ingresos procedentes de intereses	42.046	20.009	134.995	1.652.413
Gasto por impuestos a las ganancias	(7.070)	(8.586)	(225.008)	(496.978)
Ganancia (pérdida)	(4.284.195)	(4.733.482)	1.257.220	2.108.449
Resultado integral	(4.284.195)	(4.733.482)	1.257.220	2.108.449

Restricciones a la disposición de fondos de asociadas

Al 31 de diciembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas y controles conjuntos.

Al cierre de diciembre de 2015 Enel Brasil debía cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requerían poseer un nivel mínimo de patrimonio, que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. Al cierre de 2015 la participación de la compañía en los activos netos restringidos de Enel Brasil asciende M\$ 100.594.399 y fue clasificada como activos o grupo de activos mantenidos para distribuir a los propietarios (ver nota 4.2).

12.4 Compromisos y Contingencias

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no existen compromisos y contingencias en compañías asociadas y negocio conjunto.

Nota 13

Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Activos Intangibles Neto		
Activos Intangibles Identificables, Neto	19.266.874	20.905.426
Servidumbres y Derechos de Agua	6.043.003	8.052.525
Programas Informáticos	4.426.614	12.373.049
Otros Activos Intangibles Identificables	8.797.257	479.852
 Activos Intangibles Bruto	 31-12-2016 M\$	 31-12-2015 M\$
Activos Intangibles Identificables, Bruto	34.876.824	34.329.497
Servidumbres y Derechos de Agua	6.625.309	8.634.831
Programas Informáticos	16.715.814	25.214.814
Otros Activos Intangibles Identificables	11.535.701	479.852
 Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	 31-12-2016 M\$	 31-12-2015 M\$
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(15.609.950)	(13.424.071)
Servidumbres y Derechos de Agua	(582.306)	(582.306)
Programas Informáticos	(12.289.200)	(12.841.765)
Otros Activos Intangibles Identificables	(2.738.444)	-

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2016 y ejercicio 2015 han sido los siguientes:

Año 2016

Movimientos año 2016 – Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de Agua	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto		
							M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	-	8.052.525	-	12.373.049	479.852	20.905.426		
Movimientos en activos intangibles identificables								
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	-	540.052	-	-	2.571.273	3.111.325		
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	-	-	-	-	2.897	2.897		
Amortización	-	-	-	(2.183.887)	(18.961)	(2.202.848)		
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	-	352	-	(5.762.548)	5.762.196	-		
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	352	-	(5.762.548)	5.762.196	-		
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	-	-		
Disposiciones y retiros de servicio	-	(2.549.926)	-	-	-	(2.549.926)		
Retiros de servicio	-	-	-	-	-	-		
Disposiciones (*)	-	(2.549.926)	-	-	-	(2.549.926)		
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-		
Incremento (disminución)	-	-	-	-	-	-		
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	(2.009.522)	-	(7.946.435)	8.317.405	(1.638.552)		
Saldo al 31 de diciembre de 2016	-	6.043.003	-	4.426.614	8.797.257	19.266.874		

(*) Ver Nota 15.g).10

Año 2015

Movimientos año 2015 – Activos Intangibles	Costos de Desarrollo	Servidumbres y Derechos de Agua	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	5.666.572	31.781.522	1.514.216	12.995.648	493.875	52.451.833
Movimientos en activos intangibles identificables						
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	4.181.283	209.063	213.815	3.739.977	-	8.344.138
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(747.993)	(1.533.670)	(166.947)	(76.106)	18.464	(2.506.252)
Amortización	-	(872.437)	(530.306)	(1.994.281)	(20.145)	(3.417.169)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(2.398.107)	275.065	5.439	224.384	79.875	(1.813.344)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	2	275.419	5.439	(5.439)	(275.421)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(2.398.109)	(354)	-	229.823	355.296	(1.813.344)
Disposiciones y retiros de servicio	(949.049)	(80.000)	-	(41.042)	-	(1.070.091)
Retiros de servicio	(949.049)	-	-	(41.042)	-	(990.091)
Disposiciones	-	(80.000)	-	-	-	(80.000)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios	(5.752.706)	(21.727.018)	(1.036.217)	(2.475.531)	(92.217)	(31.083.689)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(5.666.572)	(23.728.997)	(1.514.216)	(622.599)	(14.023)	(31.546.407)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	-	8.052.525	-	12.373.049	479.852	20.905.426

Durante el ejercicio 2015, las adiciones de activos intangibles relacionados con las operaciones continuadas de Enel Generación Chile ascendieron a M\$ 3.025.400. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionados con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 1.498.864 por el ejercicio finalizados al 31 de diciembre de 2015.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2016 (ver Nota 3.d).

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

Nota 14

Plusvalía

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento de los ejercicios 2016 y 2015:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al	Traspasos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al
		1-1-16				31-12-16
			M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Generación Chile	20.204.251	(20.204.251)	-	-	-
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile	4.656.105	(4.656.105)	-	-	-
GasAtacama Chile S.A.	Generación Chile		24.860.356	-	-	24.860.356
Total		24.860.356	-	-	-	24.860.356

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo al	Traspasos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al
		1-1-15				31-12-15
			M\$	M\$	M\$	M\$
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Generación Chile	20.204.251	-	-	-	20.204.251
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A.	Generación Chile	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú S.A.	88.241.040	-	2.351.245	(90.592.285)	-
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	4.886.064	-	(600.606)	(4.285.458)	-
Enel Generación el Chocón S.A.	Enel Generación el Chocón S.A.	7.622.438	-	(1.799.525)	(5.822.913)	-
Total		125.609.898	-	(48.886)	(100.700.656)	24.860.356

El origen de las plusvalías se explica como resultado de la adquisición de las siguientes entidades, posteriormente fusionadas directamente o indirectamente en GasAtacama Chile S.A.:

- > Con fecha 12 de julio de 2002, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangue S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario International Finance Corporation (IFC).
- > 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 un 25% de la sociedad San Isidro S.A.
- > Posteriormente, Empresa Eléctrica Pangue S.A. y la sociedad San Isidro S.A. fueron fusionadas con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

- > Con fecha 22 de abril de 2014, Enel Generación Chile S.A. adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha.
- > Con fecha 1 de Octubre de 2016, Inversiones GasAtacama Holding Ltda. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. siendo esta última la sociedad continuadora.
- > Con fecha 1 de Noviembre de 2016, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. fue fusionada con GasAtacama Chile S.A., siendo esta última la sociedad continuadora.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Enel Generación Chile, 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 y 2015 (ver Nota 3.b).

■ Nota 15

Propiedades, planta y equipo

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

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto		
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	2.726.838.537	2.729.717.092
Construcción en Curso	588.700.578	511.700.683
Terrenos	51.342.724	51.375.538
Edificios	9.703.906	10.394.207
Planta y Equipo	2.033.720.809	2.109.572.014
Instalaciones Fijas y Accesorios	24.007.331	26.457.203
Arrendamientos Financieros	19.363.189	20.217.447
Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto		
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	5.260.244.809	5.153.576.797
Construcción en Curso	588.700.578	511.700.683
Terrenos	51.342.724	51.375.538
Edificios	22.458.889	22.542.374
Planta y Equipo	4.481.701.141	4.452.010.828
Instalaciones Fijas y Accesorios	87.281.446	87.187.343
Arrendamientos Financieros	28.760.031	28.760.031
Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo		
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(2.533.406.272)	(2.423.859.705)
Edificios	(12.754.983)	(12.148.167)
Planta y Equipo	(2.447.980.332)	(2.342.438.814)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(63.274.115)	(60.730.140)
Arrendamientos Financieros	(9.396.842)	(8.542.584)

b) A continuación se presenta el detalle de Propiedades, Planta y Equipo para los ejercicios 2016 y 2015:

		Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$
		M\$	M\$
Movimiento año 2016 - Propiedades, Planta y Equipos			
Saldo al 01 de enero de 2016		511.700.683	51.375.538
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios		189.236.636	-
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas		(186.893)	(32.814)
Depreciación (*)		-	-
(Pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio (***)		(30.785.531)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios		(34.679.145)	-
Incrementos (disminuciones) por Transferencia de Construcción en curso		(34.679.145)	-
Disposiciones y retiros de servicio		(33.930.297)	-
Disposiciones		-	-
Retiros (**)		(33.930.297)	-
Disposiciones y retiros de servicio		(12.654.875)	-
Otros incrementos (disminución)		(12.654.875)	-
Total movimientos		76.999.895	(32.814)
Saldo al 31 de diciembre de 2016		588.700.578	51.342.724

(*) Ver Nota 27

(**) Ver Nota 15.g.10 y 15.g.11

(***)Ver Nota 15.g.9 y 15.g.11

Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
10.394.207	2.109.572.014	26.457.203	20.217.447	2.729.717.092
-	-	22.459	-	189.259.095
(59.699)	(361.199)	(153.858)	-	(794.463)
(630.602)	(126.106.763)	(2.805.910)	(854.258)	(130.397.533)
-	-	-	-	(30.785.531)
-	34.183.229	495.916	-	-
-	34.183.229	495.916	-	-
-	-	(8.479)	-	(33.938.776)
-	-	-	-	-
-	-	(8.479)	-	(33.938.776)
-	16.433.528	-	-	3.778.653
-	16.433.528	-	-	3.778.653
(690.301)	(75.851.205)	(2.449.872)	(854.258)	(2.878.555)
9.703.906	2.033.720.809	24.007.331	19.363.189	2.726.838.537

		Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$
Movimiento año 2015 - Propiedades, Planta y Equipos			
Saldo al 01 de enero de 2015		1.187.912.827	59.924.326
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios		564.234.389	50.874.933
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas		(62.471.079)	(5.108.866)
Depreciación		-	-
(Pérdidas) Incremento por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio		(2.522.445)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios		(1.026.969.936)	14.273.553
Incrementos (disminuciones) por transferencias		(1.030.758.049)	3.985.957
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso		(1.030.758.049)	3.985.957
Incrementos (disminuciones) por otros cambios		3.788.113	10.287.596
Disposiciones y retiros de servicio		(3.021.358)	-
Disposiciones		-	-
Retiros		(3.021.358)	-
Disposiciones y retiros de servicio		(145.461.715)	(68.588.408)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios		(145.461.715)	(68.588.408)
Otros incrementos (disminución)		-	-
Total movimientos		(676.212.144)	(8.548.788)
Saldo al 31 de diciembre de 2015		511.700.683	51.375.538

Durante el ejercicio 2015, las adiciones de propiedad, planta y equipo relacionados con las operaciones continuadas de Enel Generación Chile ascendieron a M\$ 204.350.080. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionados con las operaciones continuadas ascendió a M\$ 123.336.695 por el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015 (Ver nota 4.2 y 27).

c) Principales inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico en Chile incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En este sentido se destaca los avances en la construcción de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores, que utilizará los recursos de la Laguna del Maule y que contará con una capacidad instalada de aproximadamente de 150 MW. Las adiciones relacionadas con este proyecto alcanzaron a M\$183.597.710 al 31 de diciembre de 2016 (M\$ 109.612.156 al 31 de diciembre 2015).

d) Costos capitalizados

d.1) Gastos financieros capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros ascendió a M\$ 3.001.211 y M\$ 2.221.329 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente. La tasa media de financiamientos depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre un 7,95 % y un 9% al 31 de diciembre de 2016 (entre 9% y 10,8% en 2015) (ver nota 30).

d.2) Gastos de personal capitalizados:

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso ascendió a M\$ 9.758.304 y M\$ 15.250.810 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Arrendamientos Financieros, Neto M\$	Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
22.025.921	3.868.224.748	35.627.709		56.713.317	5.230.428.848
126.085	139.715	275.145		168.589	615.818.856
(1.757.484)	(183.492.582)	(1.359.443)		901.095	(253.288.359)
(1.750.734)	(218.184.844)	(5.997.874)		(3.890.602)	(229.824.054)
-	12.655.609	-		-	10.133.164
5.680.711	1.025.604.765	5.980.519		(712.122)	23.857.490
341.572	1.026.911.028	3.436.292		(3.916.800)	-
341.572	1.026.911.028	3.436.292		(3.916.800)	-
5.339.139	(1.306.263)	2.544.227		3.204.678	23.857.490
(679)	(701.220)	(83.732)		(11.051)	(3.818.040)
-	(10.367)	(66.114)		(11.051)	(87.532)
(679)	(690.853)	(17.618)		-	(3.730.508)
(13.929.613)	(2.394.674.177)	(7.985.121)		(32.951.779)	
(13.929.613)	(2.394.674.177)	(7.985.121)		(32.951.779)	(2.663.590.813)
-	-	-		-	-
(11.631.714)	(1.758.652.734)	(9.170.506)		(36.495.870)	(2.500.711.756)
10.394.207	2.109.572.014	26.457.203		20.217.447	2.729.717.092

e) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M\$ 19.363.189 y M\$ 20.217.447 respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31-12-2016			31-12-2015		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	2.677.880	837.513	1.840.367	2.840.639	1.007.567	1.833.072
Entre un año y cinco años	10.711.520	1.763.191	8.948.329	14.203.200	2.758.773	11.444.427
Más de cinco años	7.445.079	484.128	6.960.951	7.897.586	513.553	7.384.033
Total	20.834.479	3.084.832	17.749.647	24.941.425	4.279.893	20.661.532

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

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

f) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluyen M\$ 1.229.779 y M\$ 1.240.625 respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

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

f) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluyen M\$ 1.229.779 y M\$ 1.240.625 respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

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

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Menor a un año	1.827.649	1.764.360
Entre un año y cinco años	7.633.602	7.361.782
Más de cinco años	9.011.009	8.769.808
Total	18.472.260	17.895.950

g) Otras informaciones

1. Enel Generación Chile mantenía al 31 de diciembre de 2016 y 2015 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 310.558.229 y M\$ 226.793.674, respectivamente.
2. Al 31 de diciembre de 2016 Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos y 31 de diciembre de 2015 el monto ascendía M\$ 13.903.028. (ver Nota 33.1).
3. La Sociedad y sus filiales nacionales tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado."
4. La situación de determinados activos, 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 an-

terior, configuró una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la Sociedad registró en el ejercicio de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$ 43.999.600, vigente a la fecha.

5. Con fecha 16 de octubre de 2012 Enel Generación Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Enel Generación Chile ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.;" (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s." ("SES"); (v) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada"; (todos colectivamente denominados "el Consorcio").

El total de las referidas boletas correspondía a las cantidades de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Durante el ejercicio 2012, se cobraron boletas por un monto total de US\$ 93.992.554. 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 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 aceptó y aprobó un acuerdo con el Consorcio que pone término al arbitraje y que otorga un amplio finiquito recíproco de las obligaciones. Como consecuencia de este acuerdo, al cierre de 2014 Enel Generación Chile incurrió en costos adicionales por U\$125 millones (aprox. M\$ 75.843.750), los cuales fueron recon-

nocidos 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.

6. Al cierre del ejercicio 2014, Enel Generación Chile 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 decidió detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad. (ver nota 3.d).
7. Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. ("CELTÁ"), actualmente GasAtacama Chile S.A., 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 sostuvo en el hecho que Enel Generación Chile realiza una optimización y gestión para todos activos de su parque de generación, adquisición de combustibles y la decisión de la política comercial de forma centralizada, con ventas de contratos realizadas a nivel de la empresa y que no son asignadas por central. 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 provocaron la necesidad de reversar la pérdida por deterioro antes indicada (ver nota 27). 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.d).

8. 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. (ver nota 27).
9. 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 una pérdida de M\$ 2.706.830, asociada al castigo de ciertos activos relacionados con el Estudio de Impacto Ambiental que ha sido retirado y a otros estudios directamente vinculados al antiguo diseño.

En virtud de lo señalado anteriormente, en cuanto a la nueva estrategia de sostenibilidad y al resultado del diálogo sostenido con las comunidades, se puede señalar que los proyectos de Enel Generación 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.

10. El 31 de agosto de 2016, Enel Generación Chile decidió renunciar a los derechos de aprovechamiento de aguas asociados a los proyectos hidroeléctricos Bardón, Chillán 1, Chillán 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 28).
11. Al cierre del ejercicio 2016, Enel Generación Chile registró una provisión de deterioro por M\$ 6.577.946 (ver nota 27) 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.

lidad 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 2 y Totoralillo, que se estaban desarrollando en el marco de la adjudicación de concesiones de terrenos fiscales licitadas por el Ministerio de Bienes Na-

cionales 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 M\$ 2.244.900, por concepto de multas que deberá cancelar por su renuncia a las concesiones relacionadas a estos proyectos.

■ Nota 16

Impuestos diferidos

a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Movimientos	Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
		Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
	Saldo al 01 de enero de 2016	4.982.473	1.461.706	-	-	12.720.469	702.670	19.867.318
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	487.371	1.515.506	(597.481)	-	(809.016)	(2.074.574)	(1.478.194)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	474.498	-	-	-	474.498
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias	-	-	-	-	-	-	-
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	-	-	-	-	-	12.645	12.645
	Otros incrementos (decrementos)	(281.458)	(1.389.903)	145.658	-	(57)	1.359.259	(166.501)
	Saldo al 31 de diciembre de 2016	5.188.386	1.596.341	-	-	11.911.396	-	18.696.123

Movimientos	Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
		Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
	Saldo al 01 de enero de 2015	42.410.489	7.788.371	494.680	54.260	4.851.839	2.775.070	58.374.709
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	1.319.678	6.151.750	23.625	(50.718)	7.868.630	(2.117.518)	13.195.447
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	191.008	557.599	-	-	748.607
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.717.007)	(414.275)	(69.045)	(3.542)	-	(98.171)	(4.302.040)
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(14.361.783)	(3.241.403)	(576.075)	-	-	(39.660)	(18.218.921)
	Otros incrementos (decrementos)	(20.668.904)	(8.822.737)	(64.193)	(557.599)	-	182.949	(29.930.484)
	Saldo al 31 de diciembre de 2015	4.982.473	1.461.706	-	-	12.720.469	702.670	19.867.318

Impuestos Diferidos de Pasivos Depreciaciones Acumuladas	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo al 01 de enero de 2016	216.682.401	285.255	-	-	-	792.050	217.759.706
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(28.890.517)	-	-	-	-	(1.272.442)	(30.162.959)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias	-	-	-	-	-	5	5
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias (*)	-	-	-	-	-	(5.555.110)	(5.555.110)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(79.558)	-	-	-	-	-	(79.558)
Otros incrementos (decrementos)	(1.009.620)	-	-	-	-	4.324.541	3.314.921
Saldo al 31 de diciembre de 2016	186.702.706	285.255	-	-	-	(1.710.956)	185.277.005

Impuestos Diferidos de Pasivos Depreciaciones Acumuladas	Impuestos diferidos de Pasivos relativos a						Impuestos Diferidos de Pasivos
	Depreciaciones Acumuladas	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Saldo al 01 de enero de 2015	361.570.401	41.553	-	163.062	-	28.544.947	390.319.963
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	17.320.050	243.817	(678)	-	-	21.344.620	38.907.809
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	(65.055)	184.060	-	(200.434)	(81.429)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	3.299.350	-	65.061	5.424	-	(10.368.839)	(6.999.004)
Transferencias a (desde)							
Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	(131.174.728)	(16.764)	(237)	(249.770)		(32.286.273)	(163.727.772)
Otros incrementos (decrementos)	(34.332.672)	16.649	909	(102.776)	-	(6.241.971)	(40.659.861)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	216.682.401	285.255	-	-	-	792.050	217.759.706

(*) Al 31 de diciembre de 2015, se reconoció un pasivo por impuestos diferidos de M\$ 5.555.110 respecto a diferencias temporarias de la inversión en las filiales que Enel Generación Chile S.A. tenía en Perú, de acuerdo a la reorganización societaria (ver Nota 4.2.III).

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

b) Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo no tiene activos por impuestos diferidos que no hayan sido reconocidos por pérdidas tributarias. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 9.925.718 (ver Nota 3.o).

Enel Generación Chile no ha registrado impuesto diferido de activos y pasivos por diferencias temporales relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos. No ha reconocido impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas, en las que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporales imponibles, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 116.489.507 (M\$ 493.810.478 al 31 de diciembre de 2015).

Por otra parte, el monto total de las diferencias temporales deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para los cuales no se han registrado activos por impuestos diferidos al 31 de diciembre

de 2016 asciende a M\$ 385.427.246 (M\$ 471.291.386 al 31 diciembre de 2015).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de la autoridad tributaria en Chile. 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 2013 al 2015.

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

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31-12-2016			31-12-15		
	Importe antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de Impuestos M\$	Importe antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de Impuestos M\$
Activos financieros disponibles para la venta	18	(5)	13	(441.585)	10	(441.575)
Cobertura de flujo de caja	86.959.338	(20.924.809)	66.034.529	(135.791.934)	35.463.169	(100.328.765)
Ajustes por conversión	(139.529.128)	-	(139.529.128)	(244.110.922)	-	(244.110.922)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	(11.904.709)	-	(11.904.709)	(2.475.299)	-	(2.475.299)
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones	(1.757.402)	474.498	(1.282.904)	(216.648)	(5.476)	(222.124)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(66.231.883)	(20.450.316)	(86.682.199)	(383.036.388)	35.457.703	(347.578.685)

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales del correspondiente a los ejercicio 2016 y 2015 es la siguiente:

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	474.493	830.036
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(21.528.043)	31.318.550
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	603.234	3.309.117
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(20.450.316)	35.457.703

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 estableció la sustitución del sistema tributario, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

La misma Ley estableció 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 estableció que a las sociedades anónimas se le aplicaría por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta Extraordinaria de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

Con fecha 08 de febrero de 2016, se publicó la Ley N° 20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta, la cual, entre sus principales modificaciones, impone como obligatorio para las sociedades anónimas el sistema parcialmente integrado, dejando sin efecto la opción de acogerse sistema de renta atribuida anterior.

■ Nota 17

Otros Pasivos Financieros

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31-12-2016		31-12-15	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos que devengan intereses	18.013.012	802.046.968	18.446.476	826.380.628
Instrumentos derivados de cobertura (*)	313.571	48.981.953	328.415	78.768.620
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	7.369.481	2.987.830	9.146.674	12.048.542
Total	25.696.064	854.016.751	27.921.565	917.197.790

(*) Ver Nota 19.2.a.

(**) Ver Nota 19.2.b.

Préstamos que devengan intereses

17.1 El detalle de este rubro de corto y largo plazo al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31-12-2016		31-12-15	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	4.172	-	58	-
Obligaciones no garantizadas	16.168.473	786.137.688	16.613.346	807.552.168
Arrendamiento financiero	1.840.367	15.909.280	1.833.072	18.828.460
Total	18.013.012	802.046.968	18.446.476	826.380.628

17.2 El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Resumen de préstamos bancarios por monedas y vencimientos.

Tasa Nominal	Garantía	Corriente						No Corriente			
		Vencimiento		Total Corriente al 31-12-16	Vencimiento						Total No Corriente al 31-12-16
		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	Total No Corriente al 31-12-16	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
6,00%	Sin Garantía	4.172	-	4.172	-	-	-	-	-	-	-
Total		4.172	-	4.172	-	-	-	-	-	-	-

Tasa Nominal	Garantía	Corriente						No Corriente			
		Vencimiento		Total Corriente al 31-12-15	Vencimiento						Total No Corriente al 31-12-15
		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	Total No Corriente al 31-12-15	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
6,00%	Sin Garantía	58	-	58	-	-	-	-	-	-	-
Total		58	-	58	-	-	-	-	-	-	-

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente asciende a M\$ 0 para los ejercicios 2016 y 2015. Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).

Individualización de 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 Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento
Total M\$									
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
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento
Total M\$									

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.

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

Resumen de Obligaciones No Garantizadas por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente	
					Vencimiento	Total Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses
					M\$	M\$
Chile	US\$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	6.884.819	2.402.653
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.881.001
Total					6.884.819	9.283.654

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente	
					Vencimiento	Total Corriente al
					Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses
					M\$	M\$
Chile	US\$	6,99%	6,90%	Sin Garantía	7.303.274	2.548.685
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.761.387
Total					7.303.274	9.310.072

31-12-2016

Corriente		No Corriente						
Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$
2.037	-	2.037	-	-	-	-	-	-
2.135	-	2.135	-	-	-	-	-	-
4.172	-	4.172	-	-	-	-	-	-

31-12-2015

Corriente		No Corriente						
Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$
-	-	-	-	-	-	-	-	-
58	-	58	-	-	-	-	-	-
58	-	58	-	-	-	-	-	-

Corriente

No Corriente

Vencimiento

Total

31-12-16	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\$	No Corriente al 31-12-16 M\$
9.287.472	-	-	-	-	468.578.474	468.578.474
6.881.001	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	295.637.694	317.559.214
16.168.473	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	764.216.168	786.137.688

Corriente

No Corriente

Vencimiento

Total

31-12-15	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\$	No Corriente al 31-12-15 M\$
9.851.959	-	-	-	-	493.795.141	493.795.141
6.761.387	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	292.433.623	313.757.027
16.613.346	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	786.228.764	807.552.168

17.4 El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Resumen de Obligaciones Garantizadas por monedas y vencimientos

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen obligaciones garantizadas vigentes.

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2016 asciende a M\$ 998.383.047 (M\$ 981.390.150 al 31 de diciembre de 2015). Para ambos ejercicios, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3.f.4).

Individualización de Obligaciones 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 Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantia
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,32%	4,25%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No
Total M\$									

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	Garantia
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,32%	4,25%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No
Total M\$									

31-12-2016									
Corriente					No Corriente				
Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$	
4.522.585	-	4.522.585	-	-	-	-	-	136.759.395	136.759.395
1.446.232	-	1.446.232	-	-	-	-	-	46.792.429	46.792.429
916.002	-	916.002	-	-	-	-	-	21.608.757	21.608.757
-	2.402.653	2.402.653	-	-	-	-	-	263.417.893	263.417.893
-	6.337.021	6.337.021	5.480.380	5.480.380	5.480.380	5.480.380	35.587.764	57.509.284	
-	543.980	543.980	-	-	-	-	-	260.049.930	260.049.930
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	

31-12-2015									
Corriente					No Corriente				
Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$	
4.797.465		4.797.465						145.068.065	145.068.065
1.534.133		1.534.133						49.690.671	49.690.671
971.676		971.676						23.252.023	23.252.023
2.548.685		2.548.685						275.784.382	275.784.382
-	6.232.249	6.232.249	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	39.700.607	61.024.011	
-	529.138	529.138	-	-	-	-	-	252.733.016	252.733.016
7.303.274	9.310.072	16.613.346	5.330.851	5.330.851	5.330.851	5.330.851	786.228.764	807.552.168	

En anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

Individualización de Arrendamiento Financiero 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
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400-4	Transelec S.A	Chile	US\$	6,50%
Total M\$							

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
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400-4	Transelec S.A	Chile	US\$	6,50%
Total M\$							

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 los arrendamientos financieros arriba mencionados.

17.5 Deuda de cobertura

De la deuda en Enel Generación Chile en dólares estadounidenses, al 31 de diciembre de 2016, M\$ 767.433.545 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver nota 3.m.) Al 31 de diciembre de 2015 dichos montos ascendía a M\$ 814.080.185.

El movimiento al 31 de diciembre de 2016 y 2015 en el rubro “Patrimonio total: Reservas de Coberturas” por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

Reserva de Coberturas	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	(122.448.724)	(64.530.211)
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	23.870.051	(70.199.670)
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	12.788.000	6.438.134
Diferencias de conversión	-	(73.961)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para la venta (*)	-	5.916.984
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	(85.790.673)	(122.448.724)

(*) Corresponde a los efectos generados por la deuda financiera de Enel Generación Perú (Ex Edegel) (Ver nota 4.2)

17.6 Otros aspectos.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, Enel Generación Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 342.827.047 y M\$ 142.032.000 respectivamente.

31-12-2016

Corriente		No Corriente						
Menos de 90 días M\$	Más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$
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
1.840.367							15.909.280	

31-12-2015

Corriente		No Corriente						
Más de 90 días M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$	Total No Corriente M\$
1.833.072	1.833.072	2.840.640	1.952.223	2.079.117	2.214.260	9.742.220	18.828.460	15.909.280
1.833.072							18.828.460	15.909.280

■ Nota 18

Política de gestión de riesgos

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

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

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

18.1. Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

Posición bruta:

	31-12-2016	31-12-2015
Tasa de interés fijo	92%	92%

18.2. Riesgo de tipo de cambio

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

- > Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- > Pagos a realizar 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, se contempla, a nivel de flujo de caja, 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 corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

18.3. Riesgo de “commodities”

El Grupo Enel Generación 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 de 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.

18.4. Riesgo de liquidez

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

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

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M\$ 114.486.479 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 342.827.047 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de M\$ 37.425.233 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 142.032.000 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

18.5. Riesgo de crédito

El Grupo Enel Generación 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.

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.

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

18.6. Medición del riesgo

El Grupo Enel Generación 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.

Nota 19

Instrumentos Financieros

19.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría

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

	Saldo al 31 de diciembre de 2016			
	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\$
Instrumentos derivados	-	-	-	121.443
Otros activos de carácter financiero	365.663	309.844.312	-	-
Total corriente	365.663	309.844.312	-	121.443
Instrumentos de patrimonio	-	-	2.616.647	-
Instrumentos derivados	-	-	-	25.533.188
Otros activos de carácter financiero	652.733	6.788.437	-	-
Total no corriente	652.733	6.788.437	2.616.647	25.533.188
Total	1.018.396	316.632.749	2.616.647	25.654.631

	Saldo al 31 de diciembre de 2015			
	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\$
Instrumentos derivados	-	-	-	76.703
Otros activos de carácter financiero	934.852	355.204.957	-	-
Total corriente	934.852	355.204.957	-	76.703
Instrumentos de patrimonio	-	-	3.002.257	-
Instrumentos derivados	-	-	-	18.716.463
Otros activos de carácter financiero	-	35.901	-	-
Total no corriente	-	35.901	3.002.257	18.716.463
Total	934.852	355.240.858	3.002.257	18.793.166

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

	Saldo al 31 de diciembre de 2016		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	18.013.012	-
Instrumentos derivados	7.369.481	-	313.571
Otros pasivos de carácter financiero	-	441.818.602	-
Total corriente	7.369.481	459.831.614	313.571
Préstamos que devengan interés	-	802.046.968	-
Instrumentos derivados	2.987.830	-	48.981.953
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.704.549	-
Total no corriente	2.987.830	803.751.517	48.981.953
Total	10.357.311	1.263.583.131	49.295.524

	Saldo al 31 de diciembre de 2015		
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	18.446.476	-
Instrumentos derivados	9.146.674	-	328.415
Otros pasivos de carácter financiero	-	608.479.539	-
Total corriente	9.146.674	626.926.015	328.415
Préstamos que devengan interés	-	826.380.628	-
Instrumentos derivados	12.048.542	-	78.768.620
Otros pasivos de carácter financiero	-	6.072.872	-
Total no corriente	12.048.542	832.453.500	78.768.620
Total	21.195.216	1.459.379.515	79.097.035

19.2 Instrumentos Derivados

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

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

	Saldo al 31 de diciembre de 2016				Saldo al 31 de diciembre de 2015			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de cambio:	121.443	25.533.188	313.571	48.981.953	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620
Cobertura de flujos de caja	121.443	25.533.188	313.571	48.981.953	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620
Total	121.443	25.533.188	313.571	48.981.953	76.703	18.716.463	328.415	78.768.620

Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos 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	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre
				31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	Flujo de caja	(23.640.893)	(60.303.869)

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre del período terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

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

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

	Saldo al 31 de diciembre de 2016		Saldo al 31 de diciembre de 2015	
	Pasivo Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$	Pasivo Corriente M\$	Pasivo No Corriente M\$
Instrumentos derivados no cobertura	7.369.481	2.987.830	9.146.674	12.048.542

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 2015, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nacionales o contractuales:

Derivados financieros	Saldo al 31 de diciembre de 2016						
	Valor razonable M\$	Valor nocional					
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Total M\$
Cobertura de tipo de cambio:	(23.640.893)	-	-	523.686.966	-	-	523.686.966
Cobertura de flujos de caja	(23.640.893)	-	-	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	(33.998.204)	49.738.751	21.434.625	523.686.966	-	-	594.860.342

Derivados financieros	Valor razonable M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2015					
		Valor nocional					
		Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Total
Cobertura de tipo de cambio:	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-	541.153.412
Cobertura de flujos de caja	(60.303.869)	-	-	-	541.153.412	-	541.153.412
Derivados no designados contablemente de cobertura	(21.195.216)	55.337.986	52.761.844	22.737.409	-	-	130.837.239
Total	(81.499.085)	55.337.986	52.761.844	22.737.409	541.153.412	-	671.990.651

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

19.3 Jerarquías del Valor Razonable

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

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

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31-12-2016 M\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	25.654.631	-	25.654.631	-
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	407	407	-	-
Total	42.690.084	407	42.689.677	-
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	31-12-2015 M\$	Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
		Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	18.793.166	-	18.793.166	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	20.397	-	20.397	-
Activos financieros disponibles para la venta largo plazo	389	389	-	-
Total	18.813.952	389	18.813.563	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	79.097.035	-	79.097.035	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	21.195.216	-	21.195.216	-
Derivados de commodities designados como cobertura de flujo de caja	-	-	-	-
Total	100.292.251	-	100.292.251	-

b) Instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica como 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 previsibles de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable del instrumento financiero incluido en este nivel.

El valor razonable de este pasivo financiero asciende a \$0 al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

■ Nota 20

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar

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

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Acreedores comerciales	90.386.018	136.780.985	-	-
Otras cuentas por pagar	250.702.646	223.678.624	1.453.022	5.975.686
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	341.088.664	360.459.609	1.453.022	5.975.686

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Proveedores por compra de energía	72.361.322	79.795.564	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	18.024.696	56.985.421	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	7.152.058	6.346.470	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	147.606.676	155.292.735	40.256	-
IVA débito fiscal (IGV / ICMS)	13.136.043	3.218.085	-	-
Dividendos por pagar a terceros	58.901.712	34.076.876	-	-
Reparto de Capital a terceros	-	1.804.507	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	10.582.997	6.402.157	-	-
Cuentas por pagar al personal	12.401.802	15.669.083	-	-
Otras cuentas por pagar	921.358	868.711	1.412.766	5.975.686
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	341.088.664	360.459.609	1.453.022	5.975.686

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

El detalle de los pagos al día vencidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015 se expone en anexo 7.

Nota 21

Provisiones

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

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Reclamaciones legales	4.694.579	9.798.765	-	-
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	57.325.915	50.702.975
Otras provisiones	1.798.849	5.818.849	-	-
Total	6.493.428	15.617.614	57.325.915	50.702.975

(*) Ver Nota 3.a.

Provisiones por reclamaciones legales consisten principalmente de contingencias relacionadas a juicios y sanciones administrativas.

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.

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por	Por	Medio	Otras	Total
	Reclamaciones Legales	Desmantelamiento, Restauración			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2016	9.798.765	50.702.975	-	5.818.849	66.320.589
Movimientos en Provisiones					
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(165.886)	4.091.238	-	(4.020.000)	(94.648)
Provisión Utilizada	(4.948.437)	-	-	-	(4.948.437)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	2.531.702	-	-	2.531.702
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	10.137	-	-	-	10.137
Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-
Total Movimientos en Provisiones	(5.104.186)	6.622.940	-	(4.020.000)	(2.501.246)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	4.694.579	57.325.915	-	1.798.849	63.819.343

Movimientos en Provisiones	Por	Por	Medio	Otras	Total
	Reclamaciones Legales	Desmantelamiento, Restauración			
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	24.254.905	28.388.046	6.767.212	7.795.380	67.205.543
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	23.678.951	-	-	23.678.951
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(7.886.540)	89.280	103.641.796	2.416.315	98.260.851
Provisión Utilizada	(329.563)	-	-	-	(329.563)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	95.164	2.029.978	(109.582)	64.829	2.080.389
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(866.814)	82.695	(6.457.892)	(1.924.463)	(9.166.474)
Operaciones Discontinuadas	(5.468.387)	(3.565.975)	(103.841.534)	(2.533.212)	(115.409.108)
Total Movimientos en Provisiones	(14.456.140)	22.314.929	(6.767.212)	(1.976.531)	(884.954)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	9.798.765	50.702.975	-	1.798.849	66.320.589

El aumento de las provisiones por desmantelamientos en 2015 se origina 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.

■ Nota 22

Obligaciones por beneficios post empleo

22.1 Aspectos generales

Enel Generación Chile S.A y GasAtacama S.A, otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3.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.

22.2 Aperturas, movimientos y presentación de estados financieros

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

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Obligaciones post empleo		
Obligaciones post empleo	15.820.557	15.271.416
Total	15.820.557	15.271.416
Total porción no corriente	15.820.557	15.271.416

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo al 01 de enero de 2015	43.461.827
Costo del servicio corriente (*)	2.271.559
Costo por intereses (*)	3.320.289
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(82.320)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	298.968
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(3.557.400)
Contribuciones pagadas	(8.839.400)
Costo de servicios pasados	(523)
Transferencia de personal	(53.242)
Traspaso a pasivos mantenidos para distribuir a los propietarios (ver nota 4.2)	(21.548.342)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	15.271.416
Costo del servicio corriente	802.823
Costo por intereses	705.211
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	245.683
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.511.719
Contribuciones pagadas	(2.949.958)
Transferencia de personal	224.066
Otros	9.597
Saldo al 31 de diciembre de 2016	15.820.557

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$ 1.063.547. Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$ 759.311. La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M\$ 830.089.

Las Compañías del Grupo no realizan contribuciones en fondos destinados a financiar el pago de estos beneficios.

c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	802.823	2.271.559
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	705.211	3.320.289
Costo de servicio pasado	-	(523)
Total gasto reconocido en el estado de resultados	1.508.034	5.591.325
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	1.757.402	216.648
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	3.265.436	5.807.973

22.3 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 y 2015:

Hipótesis actuariales	Chile	
	31-12-2016	31-12-2015
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	5,00%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	RV 2009
Tasa de Rotación Esperada	7%	7%

Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M\$ 1.019.805 (M\$ 922.260 al 31 de diciembre de 2015) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M\$ 1.173.586 (M\$ 1.057.543 al 31 de diciembre de 2015) 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\$ 2.233.666.

Duración de los compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Enel Generación Chile corresponde a 7,52 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	2.233.666
2	1.218.573
3	1.609.333
4	1.076.489
5	1.732.027
más de 5	6.982.496

■ Nota 23

Patrimonio total

23.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

23.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Con motivo de la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Enel Generación Chile) y la constitución de Endesa Américas S.A., aprobada en Junta Extraordinaria de Accionistas de Enel Generación Chile celebrada con fecha 18 de diciembre de 2015, correspondió la distribución del Patrimonio de la sociedad entre sí, como escindente y la nueva sociedad, como sociedad escisionaria, y la disminución proporcional del Capital social y demás cuentas patrimoniales de Enel Generación Chile, sobre la base de los activos netos asignados en cada sociedad (negocios de Chile y fuera de Chile). Esta división ha tenido efectos jurídicos a partir del 1 de marzo de 2016, fecha en la que la nueva sociedad Endesa Américas comenzó a existir y se verificó la disminución de capital en Enel Generación Chile. (Ver nota 4.2)

En consecuencia, al 31 de diciembre de 2016 el capital social de Enel Generación Chile, asciende a M\$ 552.777.321 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE). Al 31 de diciembre de 2015 el capital social de Enel Generación Chile, ascendía a M\$ 1.331.714.085 y estaba representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994, al 31 de diciem-

bre de 2015 la prima de emisión ascendía a M\$206.008.557 y una vez efectuada la distribución a Endesa Américas S.A. antes indicada, asciende a M\$ 85.511.492 al 31 de diciembre de 2016.

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

23.1.2 Dividendos

La junta General de Accionistas de Enel Generación Chile, celebrada el 27 de Abril de 2015, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2015, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2015. Además, tenía la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2015, según muestren los estados financieros a dicha fecha. Atendido que el mencionado dividendo provvisorio N° 59 fue pagado con fecha 29 de enero de 2016, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°60, ascendente a \$ 11,02239 con fecha 24 de mayo de 2016.

La junta General de Accionistas de Enel Generación Chile, celebrada el 27 de Abril de 2016, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2016, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2016. Además aprobó repartir un dividendo provisorio de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2016, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagados en Enero de 2017.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalan las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

A continuación se presentan los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos años:

Nº Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
49	Provisorio	26/1/11	6,42895	2010
50	Definitivo	11/5/11	26,09798	2010
51	Provisorio	19/1/12	5,08439	2011
52	Definitivo	17/5/12	22,15820	2011
53	Provisorio	24/1/13	3,04265	2012
54	Definitivo	9/5/13	11,24302	2012
55	Provisorio	31/1/14	3,87772	2013
56	Definitivo	15/5/14	17,69856	2013
57	Provisorio	27/1/15	3,44046	2014
58	Definitivo	25/5/15	16,95495	2014
59	Provisorio	29/1/16	3,55641	2015
60	Definitivo	24/5/16	11,02239	2015
61	Provisorio	27/1/17	7,24787	2016

23.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Diferencias de cambio por conversión acumuladas	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
GasAtacama Chile S.A.	14.979.960	16.780.346
GNL Quintero S.A.	-	(1.164.922)
Otros	1.230.881	4.076.442
Total	16.210.841	19.691.866

23.3 Gestión del capital

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

23.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

Al 31 de diciembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de filiales.

Al cierre de diciembre de 2015 la compañía tenía algunas filiales que debían cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requerían poseer un nivel mínimo de patrimonio o contenían otras características que restringían la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos en el 2015 de sus filiales Enel Generación Perú S.A. (ex-Edegel S.A.A.) y Enel Generación el Chocón S.A. (ex-Hidroeléctrica El Chocón S.A.), corresponden a M\$ 63.188.793 y M\$ 102.591.323, respectivamente (ver nota 4.2).

23.5 Otras Reservas

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

Otras Reservas	Saldo al 01 de enero de 2016	Movimiento 2016	Saldo al 31 de diciembre de 2016
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por conversión	19.691.866	(3.481.025)	16.210.841
Coberturas de flujo de caja	(205.691.575)	82.192.174	(123.499.401)
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.046)	13	(1.033)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(202.189.042)	204.911.155	2.722.113
Otras reservas varias	(719.716.306)	687.528.239	(32.188.067)
Total	(1.107.906.103)	971.150.556	(136.755.547)

Otras Reservas	Saldo al 01 de enero de 2015	Movimiento 2015	Saldo al 31 de diciembre de 2015
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de cambio por conversión	(11.409.870)	31.101.736	19.691.866
Coberturas de flujo de caja	(117.559.279)	(88.132.296)	(205.691.575)
Remedición de activos financieros disponibles para la venta	(1.020)	(26)	(1.046)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(202.189.042)	(202.189.042)
Otras reservas varias	(719.216.262)	(500.044)	(719.716.306)
Total	(848.186.431)	(259.719.672)	(1.107.906.103)

Reserva de diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:

- > La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.7.3).
- > La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).

Cobertura de flujo de caja: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Notas 3.f.5 y 3.m).

Remedición de activos financieros disponibles para la venta: Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).

Otras reservas varias:

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados por los ejercicios al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Detalle Otras Reservas	Saldo al 31 de diciembre de 2016	Saldo al 31 de diciembre de 2015	Saldo al 31 de diciembre de 2014
	M\$	M\$	M\$
Reserva por reestructuración societaria ("División") (1)	461.145.397	-	-
Reservas transición a NIIF (2)	(493.425.043)	(592.762.277)	(592.762.277)
Reservas por combinaciones de negocios (3)	(4.047.287)	(148.336.736)	(148.271.424)
Otras reservas varias	4.138.866	21.382.707	21.817.439
Total Otras Reservas	(32.188.067)	(719.716.306)	(719.216.262)

1) Reserva por la restructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Generación Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Endesa Américas (Ver nota 4.2 y 23.1.1).

2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Generación Chile, se refieren fundamentalmente a:

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

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

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

3) Reserva por combinaciones de negocio: Corresponde a los efectos provenientes de combinaciones de negocio bajo control común y compras de interés minoritario.

23.6 Participaciones no controladoras

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

Participaciones no controladoras	Participación de Control				
	Patrimonio		Ganancias (Pérdidas)		
Compañías	% Particip. no controladoras	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	10.008.502	10.900.863	6.512.893	8.674.207
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	3,79%	-	20.589.138	-	2.840.348
GasAtacama Chile S.A.	2,63%	18.789.260	-	2.547.670	-
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	-	584.922.225	23.510.575	154.959.234
Generandes Perú	39,00%	-	118.101.218	5.488.220	19.466.375
Enel Generación Perú S.A	16,40%	-	91.467.160	4.257.097	15.078.085
Chinango S.A.C.	20,00%	-	14.268.911	697.822	3.042.018
Enel Generación Costanera S.A.	24,32%	-	3.759.405	(1.729.294)	(242.897)
Enel Generación El Chocón S.A.	32,33%	-	48.208.347	7.090.623	35.783.793
Otras	-	-	3.482.905	498.339	2.551.535
Total		28.797.762	895.700.172	48.873.945	242.152.698

■ Nota 24

Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ingresos Ordinarios		
Ventas de energía	1.516.688.442	1.474.818.366
Generación	1.516.688.442	1.474.818.366
Clientes Regulados	1.180.042.597	1.081.142.280
Clientes no Regulados	234.641.908	243.596.910
Ventas de Mercado Spot	102.003.937	150.079.176
Otras ventas	64.638.599	24.293.133
Ventas de gas	64.443.715	23.797.122
Ventas de productos y servicios	194.884	496.011
Otras prestaciones de servicios	58.632.774	40.866.012
Peajes y trasmisión	50.437.592	34.734.375
Otras prestaciones	8.195.182	6.131.637
Total Ingresos ordinarios	1.639.959.815	1.539.977.511
Otros Ingresos de Explotación	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Otros Ingresos	19.767.514	3.832.806
Total Otros Ingresos de explotación	19.767.514	3.832.806

■ Nota 25

Materias primas y consumibles utilizados

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Materias primas y consumibles utilizados		
Compras de energía	(335.731.822)	(320.731.795)
Consumo de combustible	(295.148.838)	(327.502.996)
Gastos de transporte	(192.502.995)	(179.691.471)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(71.676.459)	(52.964.961)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(895.060.114)	(880.891.223)

■ Nota 26

Gastos por beneficios a los empleados

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es la siguiente:

Gastos de personal	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Sueldos y salarios	(47.845.074)	(57.501.658)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(802.823)	(1.063.547)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(7.031.344)	(5.603.779)
Otros gastos de personal	(4.670.831)	(6.800.373)
Total	(60.350.072)	(70.969.357)

■ Nota 27

Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Gastos por depreciación, amortización y pérdidas por deterioro	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Depreciaciones	(130.397.533)	(123.336.695)
Amortizaciones	(2.202.848)	(1.498.864)
Subtotal	(132.600.381)	(124.835.559)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(30.785.531)	9.793.652
Total	(163.385.912)	(115.041.907)

(*) Pérdidas por deterioro	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
(Pérdida) por deterioro activo fijo	(30.785.531)	10.165.210
Reversión (Pérdida) por deterioro activos financieros	-	(371.558)
Total	(30.785.531)	9.793.652

(*) Ver Nota 15.g.7,15.g.9 y 15.g.11

■ Nota 28

Otros gastos por naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Servicios profesionales independientes y externalizados	(31.529.339)	(35.580.482)
Otros Suministros y Servicios	(16.538.925)	(17.249.969)
Primas de seguros	(15.963.457)	(14.750.997)
Tributos y tasas	(3.589.932)	(5.897.231)
Reparaciones y conservación	(2.467.908)	(3.277.318)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(713.691)	(572.883)
Arrendamientos y cánones	(1.229.779)	(1.240.625)
Gastos de medioambiente	(1.341.773)	(2.806.941)
Castigo proyectos Huechún y Chillán (*)	(2.549.926)	-
Castigo de proyectos en curso (*)	(33.930.297)	(2.706.830)
Otros aprovisionamientos	(4.680.233)	(3.308.962)
Gastos de viajes	(1.974.202)	(2.057.192)
Indemnizaciones y multas	(2.793.753)	(890.392)
Total otros gastos por naturaleza	(119.303.215)	(90.339.822)

(*) Ver nota 15.g). 9 y 10

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del período. El monto de estos gastos 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascendió a M\$ 36.674.837 y M\$ 4.413.727 respectivamente (ver Nota 36).

■ Nota 29

Otras ganancias (pérdidas)

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Ganancia por venta participación Tunel El Melón (*)	-	4.207.167
Ganancia por venta GNL Quintero (**)	121.325.018	-
Otros	165.956	(191.766)
Total Otras ganancias (pérdidas)	121.490.974	4.015.401

(*) Ver Notas 2.4.1 y 4.3

(**) Ver Nota 12.1.b)

Nota 30

Resultado Financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Ingresos Financieros	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y otros medios equivalentes	2.150.797	152.518
Otros ingresos financieros	3.999.954	82.303
Total Ingresos Financieros	6.150.751	234.821
Costos Financieros	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Costos Financieros	(55.701.778)	(64.206.719)
Préstamos bancarios	(2.033.835)	(129.350)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(44.268.489)	(51.697.708)
Valoración derivados financieros	(824.922)	(1.725.211)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(705.211)	(759.311)
Gastos financieros activados (*)	3.001.211	2.221.329
Otros	(10.870.532)	(12.116.468)
Resultado por Unidades de Reajuste (a)	606.075	3.600.187
Diferencias de Cambio (b)	13.266.320	(53.880.472)
Positivas	48.546.664	26.738.738
Negativas	(35.280.344)	(80.619.210)
Total Costos Financieros	(41.829.383)	(114.487.004)
Total Resultado Financiero	(35.678.632)	(114.252.183)

(*) Ver Nota 15.d.1)

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajustes son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (a)	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	7.188.900	10.153.342
Otros activos no financieros	-	819.503
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	452.440	526.361
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	1.979.594	4.965.940
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(9.014.859)	(12.864.959)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	606.075	3.600.187

Diferencias de Cambio (b)	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo	183.225	2.584.228
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	25.048.205	10.637.768
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	2.541.385	9.884.307
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(18.217.515)	(30.533.746)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	3.711.020	(46.453.029)
Total Diferencias de Cambio	13.266.320	(53.880.472)

■ Nota 31

Impuesto a las ganancias

A continuación se presentan los componentes del impuesto a la renta registrado en el estado de resultado integrales:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	31-12-2016 M\$	31-12-2015 M\$
(Gasto) por impuesto corriente	(135.594.643)	(49.317.727)
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(295.585)	(7.068.433)
Otros Ingreso / (Gastos) por Impuesto Corriente	23.630.564	(32.386.954)
(Gasto) por impuestos corrientes, neto, total	(112.259.664)	(88.773.114)
Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	29.042.729	12.117.295
Total ingreso por impuestos diferidos	29.042.729	12.117.295
(Gasto) por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(83.216.935)	(76.655.819)

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 16.a.

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al “resultado antes de impuestos” y el gasto registrado por el citado impuesto en el estado de resultados consolidados correspondiente al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	TASA %	31-12-2016 M\$	TASA %	31-12-2015 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		525.076.863		300.487.081
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(24,00%)	(126.018.446)	(22,50%)	(67.609.594)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	0,06%	330.353	-	-
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	7,51%	39.421.280	0,70%	2.118.333
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(1,95%)	(10.216.591)	(3,47%)	(10.419.563)
Efectos por ajustes a los impuestos diferidos de ejercicios anteriores	(0,06%)	(295.585)	(2,35%)	(7.068.433)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	2,58%	13.562.054	2,10%	6.323.438
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	8,15%	42.801.511	(3,01%)	(9.046.225)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(15,85%)	(83.216.935)	(25,51%)	(76.655.819)

■ Nota 32

Información por segmento

32.1 Criterios de segmentación

En el desarrollo de su actividad la organización de Enel Generación Chile se encuentra estructurada sobre la base del enfoque prioritario a su negocio principal, constituido por la generación de energía eléctrica. Teniendo presente la información diferenciada que es analizada por la Administración para la toma de decisiones, la información por segmentos se presenta siguiendo una distribución geográfica por país:

- > Chile.
- > Argentina. (discontinuada)
- > Perú. (discontinuada)
- > Colombia. (discontinuada)

Dado que la organización societaria de Enel Generación Chile coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, del segmento geográfico, la información que se presenta a continuación se basa en la información financiera de las sociedades que integran cada segmento.

La información financiera por segmentos se ha preparado sobre la base de las mismas políticas contables utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria que llevo a cabo el grupo, descrito en nota 4.2, la información financiera relacionada a la operación en Chile se presenta como operaciones continuadas, en tanto que la información financiera relacionada con operaciones fuera de Chile se presenta como mantenida para distribución a los propietarios, en el caso de los activos y pasivos, y como operaciones discontinuadas, en el caso de las cuentas de resultados.

A continuación se presenta la información por segmentos.

32.2 Distribución por país

ACTIVOS M\$	Chile		Argentina	
	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
ACTIVOS CORRIENTE	543.372.955	567.841.878	-	459.495.019
Efectivo y equivalentes al efectivo	114.486.479	37.425.233	-	-
Otros activos financieros corrientes	487.106	1.011.555	-	-
Otros activos no financieros, corriente	4.409.288	462.748	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	260.440.086	363.475.277	-	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	82.727.781	68.946.489	-	-
Inventarios corrientes	33.390.799	36.755.409	-	-
Activos por impuestos corrientes, corriente	34.438.408	14.857.462	-	-
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	44.907.705	-	459.495.019
ACTIVOS NO CORRIENTES	2.856.309.536	4.648.220.875	-	-
Otros activos financieros no corrientes	28.802.568	21.718.720	-	-
Otros activos no financieros no corrientes	12.318.443	3.387.709	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	6.788.437	35.901	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	18.738.198	1.852.588.709	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	19.266.874	20.905.426	-	-
Plusvalía	24.860.356	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	2.726.838.537	2.729.717.092	-	-
Activos por impuestos diferidos	18.696.123	19.867.318	-	-
TOTAL ACTIVOS	3.399.682.491	5.216.062.753	-	459.495.019
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS				
M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
PASIVOS CORRIENTES	555.777.465	650.993.509	-	289.631.652
Otros pasivos financieros corrientes	25.696.064	27.921.565	-	-
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	341.088.664	341.275.697	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	121.018.039	250.892.133	-	-
Otras provisiones corrientes	6.493.428	15.617.614	-	-
Pasivos por impuestos corrientes	61.457.940	14.484.736	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	23.330	23.330	-	-
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	778.434	-	289.631.652
PASIVOS NO CORRIENTES	1.114.144.777	1.177.739.370	-	-
Otros pasivos financieros no corrientes	854.016.751	917.197.790	-	-
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	1.453.022	7.389.664	-	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	251.527	97.186	-	-
Otras provisiones no corrientes	57.325.915	50.702.975	-	-
Pasivo por impuestos diferidos	185.277.005	187.080.339	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	15.820.557	15.271.416	-	-
PATRIMONIO NETO	1.729.760.249	3.387.329.874	-	169.863.367
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.729.760.249	3.387.329.874	-	169.863.367
Capital emitido	552.777.321	2.041.622.319	-	38.308.208
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.199.429.221	1.726.639.411	-	52.817.928
Primas de emisión	85.511.492	206.008.557	-	-
Otras reservas	(107.957.785)	(586.940.413)	-	78.737.231
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS	-	-	-	-
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	3.399.682.491	5.216.062.753	-	459.495.019

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

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	475.985.410	543.372.955	4.412.561.440
-	-	-	-	-	-	114.486.479	37.425.233
-	-	-	-	-	-	487.106	1.011.555
-	-	-	-	-	-	4.409.288	462.748
-	-	-	-	-	-	260.440.086	363.475.277
-	-	-	-	-	(78.763)	82.727.781	68.867.726
-	-	-	-	-	-	33.390.799	36.755.409
-	-	-	-	-	-	34.438.408	14.857.462
-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	476.064.173	12.993.008	3.889.706.030
-	-	-	-	-	(1.782.011.982)	2.856.309.536	2.866.208.893
-	-	-	-	-	-	28.802.568	21.718.720
-	-	-	-	-	-	12.318.443	3.387.709
-	-	-	-	-	-	6.788.437	35.901
-	-	-	-	-	(1.806.872.338)	18.738.198	45.716.371
-	-	-	-	-	-	19.266.874	20.905.426
-	-	-	-	-	24.860.356	24.860.356	24.860.356
-	-	-	-	-	-	2.726.838.537	2.729.717.092
-	-	-	-	-	-	18.696.123	19.867.318
-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	(1.306.026.572)	3.399.682.491	7.278.770.333
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
-	1.180.904.567	-	355.978.337	-	50.367.430	555.777.465	2.527.875.495
-	-	-	-	-	-	25.696.064	27.921.565
-	-	-	-	-	19.183.912	341.088.664	360.459.609
-	-	-	-	-	6.692.352	121.018.039	257.584.485
-	-	-	-	-	-	6.493.428	15.617.614
-	-	-	-	-	-	61.457.940	14.484.736
-	-	-	-	-	-	23.330	23.330
-	1.180.904.567	-	355.978.337	-	24.491.166	-	1.851.784.156
-	-	-	-	-	29.265.389	1.114.144.777	1.207.004.759
-	-	-	-	-	-	854.016.751	917.197.790
-	-	-	-	-	(1.413.978)	1.453.022	5.975.686
-	-	-	-	-	-	251.527	97.186
-	-	-	-	-	-	57.325.915	50.702.975
-	-	-	-	-	30.679.367	185.277.005	217.759.706
-	-	-	-	-	-	15.820.557	15.271.416
-	799.881.331	-	572.474.898	-	(1.385.659.391)	1.729.760.249	3.543.890.079
-	799.881.331	-	572.474.898	-	(1.385.659.391)	1.700.962.487	2.648.189.907
-	146.498.021	-	312.948.407	-	(1.207.662.870)	552.777.321	1.331.714.085
-	217.958.121	-	39.261.286	-	181.696.622	1.199.429.221	2.218.373.368
-	-	-	-	-	-	85.511.492	206.008.557
-	435.425.189	-	220.265.205	-	(359.693.143)	(136.755.547)	(1.107.906.103)
-	-	-	-	-	-	28.797.762	895.700.172
-	1.980.785.898	-	928.453.235	-	(1.306.026.572)	3.399.682.491	7.278.770.333

A continuación se presenta la información por segmentos.

País ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES M\$	Chile		Argentina	
	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
INGRESOS	1.659.727.329	1.543.810.317	-	-
Ingresos de actividades ordinarias	1.639.959.815	1.539.977.511	-	-
Ventas de energía	1.516.688.442	1.474.818.366	-	-
Otras ventas	64.638.599	24.293.133	-	-
Otras prestaciones de servicios	58.632.774	40.866.012	-	-
Otros ingresos	19.767.514	3.832.806	-	-
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(895.060.114)	(880.891.223)	-	-
Compras de energía	(335.731.822)	(320.731.795)	-	-
Consumo de combustible	(295.148.838)	(327.502.996)	-	-
Gastos de transporte	(192.502.995)	(179.691.471)	-	-
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(71.676.459)	(52.964.961)	-	-
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	764.667.215	662.919.094	-	-
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	9.758.304	15.250.810	-	-
Gastos por beneficios a los empleados	(60.350.072)	(70.969.357)	-	-
Otros gastos, por naturaleza	(119.303.215)	(90.339.822)	-	-
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	594.772.232	516.860.725	-	-
Gasto por depreciación y amortización	(132.600.381)	(124.835.559)	-	-
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(30.785.531)	9.793.652	-	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	431.386.320	401.818.818	-	-
RESULTADO FINANCIERO	(35.678.632)	(114.252.183)	-	-
Ingresos financieros	6.150.751	234.821	-	-
Efectivo y otros medios equivalentes	2.150.797	152.518	-	-
Otros ingresos financieros	3.999.954	82.303	-	-
Costos financieros	(55.701.778)	(64.206.719)	-	-
Préstamos bancarios	(2.033.835)	(129.350)	-	-
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(44.268.489)	(51.697.708)	-	-
Otros	(9.399.454)	(12.379.661)	-	-
Resultados por Unidades de Reajuste	606.075	3.600.187	-	-
Diferencias de cambio	13.266.320	(53.880.472)	-	-
Positivas	48.546.664	26.738.738	-	-
Negativas	(35.280.344)	(80.619.210)	-	-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	7.878.201	8.905.045	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	121.490.974	4.015.401	-	-
Resultado de Otras Inversiones	121.457.430	4.309.205	-	-
Resultados en Ventas de Activos	33.544	(293.804)	-	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	525.076.863	300.487.081	-	-
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(83.216.935)	(76.655.819)	-	-
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	441.859.928	223.831.262	-	-
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	5.889.236	(5.111.984)	15.063.586	109.339.865
GANANCIA (PÉRDIDA)	447.749.164	218.719.278	15.063.586	109.339.865
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	447.749.164	218.719.278	15.063.586	109.339.865
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-

Colombia			Perú			Eliminaciones		Totales	
31-12-16 M\$	31-12-15 M\$								
-	-	-	-	-	-	-	1.659.727.329	1.543.810.317	
-	-	-	-	-	-	-	1.639.959.815	1.539.977.511	
-	-	-	-	-	-	-	1.516.688.442	1.474.818.366	
-	-	-	-	-	-	-	64.638.599	24.293.133	
-	-	-	-	-	-	-	58.632.774	40.866.012	
-	-	-	-	-	-	-	19.767.514	3.832.806	
-	-	-	-	-	-	-	(895.060.114)	(880.891.223)	
-	-	-	-	-	-	-	(335.731.822)	(320.731.795)	
-	-	-	-	-	-	-	(295.148.838)	(327.502.996)	
-	-	-	-	-	-	-	(192.502.995)	(179.691.471)	
-	-	-	-	-	-	-	(71.676.459)	(52.964.961)	
-	-	-	-	-	-	-	764.667.215	662.919.094	
-	-	-	-	-	-	-	9.758.304	15.250.810	
-	-	-	-	-	-	-	(60.350.072)	(70.969.357)	
-	-	-	-	-	-	-	(119.303.215)	(90.339.822)	
-	-	-	-	-	-	-	594.772.232	516.860.725	
-	-	-	-	-	-	-	(132.600.381)	(124.835.559)	
-	-	-	-	-	-	-	(30.785.531)	9.793.652	
-	-	-	-	-	-	-	431.386.320	401.818.818	
-	-	-	-	-	-	-	(35.678.632)	(114.252.183)	
-	-	-	-	-	-	-	6.150.751	234.821	
-	-	-	-	-	-	-	2.150.797	152.518	
-	-	-	-	-	-	-	3.999.954	82.303	
-	-	-	-	-	-	-	(55.701.778)	(64.206.719)	
-	-	-	-	-	-	-	(2.033.835)	(129.350)	
-	-	-	-	-	-	-	(44.268.489)	(51.697.708)	
-	-	-	-	-	-	-	(9.399.454)	(12.379.661)	
-	-	-	-	-	-	-	606.075	3.600.187	
-	-	-	-	-	-	-	13.266.320	(53.880.472)	
-	-	-	-	-	-	-	48.546.664	26.738.738	
-	-	-	-	-	-	-	(35.280.344)	(80.619.210)	
-	-	-	-	-	-	-	7.878.201	8.905.045	
-	-	-	-	-	-	-	121.490.974	4.015.401	
-	-	-	-	-	-	-	121.457.430	4.309.205	
-	-	-	-	-	-	-	33.544	(293.804)	
-	-	-	-	-	-	-	525.076.863	300.487.081	
-	-	-	-	-	-	-	(83.216.935)	(76.655.819)	
-	-	-	-	-	-	-	441.859.928	223.831.262	
32.152.791	211.906.861	26.466.832	95.054.809	-	-	-	79.572.445	411.189.551	
32.152.791	211.906.861	26.466.832	95.054.809	-	-	-	521.432.373	635.020.813	
32.152.791	211.906.861	26.466.832	95.054.809	-	-	-	521.432.373	635.020.813	
-	-	-	-	-	-	-	472.558.428	392.868.115	
-	-	-	-	-	-	-	48.873.945	242.152.698	

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO M\$	Chile		Argentina	
	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	490.177.558	433.106.626	13.638.776	71.449.572
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(34.631.759)	(132.241.285)	(5.901.336)	(50.193.057)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(388.561.440)	(302.477.643)	(17.813.237)	(18.352.756)

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

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
47055.127	254.539.609	8.317.128	144.659.247	-	(2.540.818)	559.188.589	901.214.236
(16.448.412)	(159.371.575)	(3.598.013)	(32.455.858)	-	(114.333.695)	(60.579.520)	(488.595.470)
(90.476.446)	(259.847.758)	(22.802.105)	(141.981.410)	-	116.874.513	(519.653.228)	(605.785.054)

■ Nota 33

Garantías comprometidas con terceros, otros activos y pasivos contingentes y otros

33.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor	Relación	Tipo de Garantía	Activos Comprometidos		
				Tipo	Moneda	Valor Contable
Mitsubishi Corporation	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	-
Credit Suisse First Boston	Enel Generación Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	M\$	-
Citibank N.A.	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.)	Acreedor	Prenda	Deposito en dinero	M\$	-

Al 31 de diciembre de 2016 Enel Generación Chile no tenía activos fijos gravados como garantía de pasivos y al 31 de diciembre de 2015 el monto ascendía M\$ 13.903.028.

Al 31 de diciembre de 2016 Enel Generación Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 3.981.128.504 (M\$ 3.050.571.988 al 31 de diciembre de 2015).

33.2 Garantías Indirectas

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015 no existen Garantías Indirectas.

33.3 Litigios y arbitrajes

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, los principales litigios o arbitrajes en los que son partes las sociedades del Grupo son los siguientes:

a) Juicios pendientes Enel Generación Chile S.A. y Filiales:

1. En el año 2005 se interpusieron tres demandas en contra de 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 riberanos del lago Pirihueico 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 9º Juzgado Civil, rol 15.279-2005 y el segundo caratulado "Jordán con Fisco y otros", del 10º Juzgado Civil rol 1608-2005. En relación con estos juicios, se encuentra decretada medida preventiva 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 modular 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

Moneda	Saldo pendiente al			Liberación de garantías				
	31-12-2016	31-12-2015	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
M\$	-	35.254.202	-	-	-	-	-	-
M\$	-	1.183.600	-	-	-	-	-	-
M\$	-	435.681	-	-	-	-	-	-

Corte de Apelaciones de Santiago, los cuales a la fecha aun se encuentran pendientes de vista.

2. Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (CELT), actualmente GasAtacama 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 reciprocas 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 reconvencional 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 su ministro de 2009, reservándose el derecho de discutir y probar el monto de los perjuicios. Con fecha 26 de agosto de 2014, Celta hoy GasAtacama Chile S.A., presenta su réplica en la demanda principal y contesta la demanda reconvencional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su dúplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvencional. Con fecha 1 de octubre de 2014, la demandante presentó su dúplica a la demanda reconvencional. 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 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 sis-

tema 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 nuevos 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 S.A., 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 1º de enero de 2011 y el 29 de octubre de 2015. En su contra, GasAtacama Chile S.A. 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 Su-

perintendencia, 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. La calificación de contingencia de pérdida de este asunto es probable.

La Administración de GasAtacama Chile S.A. considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

La Administración de Enel Generación Chile considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

33.4 Restricciones financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, incluyen la obligación de cumplir ciertos covenants 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 Enel Generación Chile, 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 excede 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 devengán intereses, corriente, Préstamos que devengán 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 el 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 10,94.
- > 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 y 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.

Al 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Chile 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 y al 31 de diciembre de 2015, Enel Generación 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.

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, Enel Generación Chile registró una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de M\$ 69.066.857 (aproximadamente US\$ 121 millones), que permanece vigente al 31 de diciembre de 2016.

33.5 Otra Información

Centrales Hidroeléctricas de Aysén.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén, en el que participa Enel Generación Chile, acogiendo

■ Nota 34

Dotación

La distribución del personal de Enel Generación Chile, incluyendo la información relativa a las filiales y aquellas sociedades de negocio conjunto, en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2016 y 2015, era la siguiente:

País	31-12-2016				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	
Chile	25	798	34	857	910
Argentina	-	26	-	26	27
Perú	-	-	-	-	-
Colombia	-	-	-	-	-
Total	25	824	34	883	937

País	31-12-2015				Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Tota	
Chile	24	914	48	986	1.105
Argentina	6	456	70	532	531
Perú	15	245	-	260	264
Colombia	12	484	14	510	580
Total	57	2.099	132	2.288	2.480

Es importante destacar que las operaciones que Enel Generación Chile realiza fuera de Chile, a contar del 1 de marzo de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Endesa Américas S.A. (Ver notas 3.j, 4.2 y Anexo 2).

■ Nota 35

Sanciones

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

1. Enel Generación Chile

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 Generación M\$ 818.547 (multa pagada).F-3, F-15 SMA Huasco y Diego de Almagro Enel Generación M\$ 303.446 (multa pagada). Asimismo se encuentra pagada la multa de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por un monto de M\$ 1.386.870 por no dar respuesta a requerimiento de información.

Por otra parte, la SEREMI de Salud del Bío Bío, cursó 2 procesos sancionatorios de sumarios sanitarios, por deficiencias sanitarias detectadas en la central Bocamina. El primero de esos procesos sancionatorios es por la suma de M\$ 23.114 que se encuentra en etapa de reclamación ante Tribunales ordinarios, y el segundo de ellos por la suma de M\$ 9.245, 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 (actualmente GasAtacama Chile S.A.), SMA por un monto de M\$ 30.749 (multa pagada) y el proceso F-17 SMA Central San Isidro, por un valor de M\$ 6.099 que también se encuentra pagado. Por su parte la Superintendencia de Electricidad y Combustibles sancionó a GasAtacama S.A. por un monto de 400 UTM, equivalentes a M\$ 18.491 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 M\$ 5.541.960.

3. Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

No hay sanciones pendientes de resolución al 31 de diciembre de 2016.

4. Transquillota.

No hay sanciones pendientes de resolución al 31 de diciembre de 2016.

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

■ Nota 36

Medio ambiente

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso
Higienización, tratamiento de residuos, sist.de gestión y control de plagas	Terminado
Retiro y disposición final de residuos sólidos en C.Térmicas	En proceso
Planta ZLD (estudios)	Terminado
Norma de emisiones (Desox y Denox Tarapacá)	En proceso
Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso
Los principales gastos efectuados son: Bocamina U1-2: Operación y mantenimiento monitoreo estaciones calidad aire y meteorologica, Auditoria ambiental red de monitoreo 1 al año, Validacion Anual CEMS, Servicio Protocolo Biomasa, Materiales de Medio Ambiente (revista, libros), Mediciones Isocineticas, Trabajos SGI (Objetivo NC, inspecciones, auditorías y fiscalización)ISO 14001, certificación OHSAS, Servicio operación y Mantenimiento CEMS,	En proceso
Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso
Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales termoeléctricas (C.T.)	En proceso
Plan Ralco: Reforestación de acuerdo a Convenio con la Universidad Católica y Electrificación de viviendas en Ayin Maipu	En proceso
Abatimiento Nox Taltal: Ingeniería, Obras Civiles y permisos	En proceso
Total	

Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.)	En proceso
Regularización instalaciones de combustible; Regularizacion sistema de agua y alcantarillado; Regularización pozos de captación; Fabricación e instalacion cubetos derrame de acidos; Normalizacion cercado sitio arqueolog	En proceso
Tratamiento de residuos, higienización	En proceso
Monitoreo de emisiones, proyecto cems, abatimiento NOX	En proceso
Proyecto Cems C.T. Quintero	En proceso
Proyecto Cems C.T. San Isidro II	En proceso
Proyecto Cems C.T. Tal Tal	En proceso
Regularizaciones C.H.	En proceso
Programa Social Reforestación y Restauraciones camino bay pass Palmucho Chenqueco; reconstrucción Puente Lonquimay.	En proceso
Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio retiro y disposición residuos	Terminado
Retiro de residuos domésticos e industriales no peligrosos	Terminado
Abatimiento de Nox (quemadores LNF+OFA), desulfurizador y monitoreo de emisiones CEMS	Terminado
Reforestación (RCA) Ojos de agua	Terminado
Analisis y monitoreo calidad aguas e Higenización Canela	En proceso
Total	

31-12-16 M\$				31-12-15 M\$		
Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso periodo anterior
6.515	-	6.515	-	-	6.515	16.877
78.221	-	78.221	-	-	78.221	196.060
169.743	-	169.743	-	-	169.743	127.053
13.470	13.470	-	-	-	13.470	-
27.648.451	27.648.451	-	-	-	27.648.451	
94.770		94.770	-	-	94.770	11.376
567.616	-	567.616	-	-	567.616	2.457.430
243.264	-	243.264	-	-	243.264	-
181.644	-	181.644	-	-	181.644	-
4.497.330	4.497.330	-	-	-	4.497.330	1.051.017
3.173.813	3.173.813	-	-	-	3.173.813	12
36.674.837	35.333.064	1.341.773	-	-	36.674.837	3.859.825

31-12-15 M\$				31-12-2014 M\$		
Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos	Monto desembolso ejercicio anterior
16.877	-	16.877	-	-	16.877	522
361.712	361.712	-	-	-	361.712	-
2.455.575	-	2.455.575	-	-	2.455.575	1.703.168
1.855	1.855	-	-	-	1.855	20.335.487
33	33	-	-	-	33	286.750
16	16	-	-	-	16	108.973
12	12	-	-	-	12	1.401.989
155.485	155.485	-	-	-	155.485	-
1.051.017	61	-	-	-	1.051.017	-
196.060	-	196.060	-	-	196.060	380.554
127.053	-	127.053	-	-	127.053	-
9.624	9.624	-	-	-	9.624	10.531.670
27.032	27.032	-	-	-	27.032	-
11.376	-	11.376	-	-	11.376	16.079
4.413.727	555.830	2.806.941	-	-	4.413.727	34.765.192

■ Nota 37

Información financiera resumida de filiales

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2016 y 2015, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

	Estados Financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	35.730.340	193.496.141	229.226.481	(43.012.321)
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	-	-	-	-
Grupo GasAtacama Chile S.A.	Consolidado	195.487.529	662.442.813	857.930.342	(86.380.335)

	Estados Financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$	Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	63.745.589	201.366.300	265.111.889	(62.820.897)
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Consolidado	82.875.363	509.275.829	592.151.192	(115.138.485)
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	245.456.212	207.236.190	452.692.402	(24.048.629)
Enel Argentina S.A.	separado	1.814.204	32.328.045	34.142.249	(616.318)
Enel Generación Costanera S.A.	separado	27.559.412	142.918.106	170.477.518	(102.001.988)
Hidroinvest S.A.	separado	575.373	11.429.899	12.005.272	(452.427)
Enel Generación el Chocón S.A.	separado	44.240.854	240.460.115	284.700.969	(71.433.902)
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	8.003	575.537	583.540	(12.826)
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	172.918.511	1.803.546.987	1.976.465.498	(349.736.334)
Generandes Perú S.A.	separado	1.945.582	225.170.087	227.115.669	(1.364.513)
Enel Generación Perú S.A.	separado	111.421.412	723.995.979	835.417.391	(117.775.269)
Chinango S.A.C.	separado	7.647.526	112.688.111	120.335.637	(8.369.365)
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.319	808.405.916	928.453.235	(126.541.945)
Grupo Enel Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	458.911.479	(173.663.474)

■ Nota 38

Hechos posteriores

En relación al contrato de compraventa de acciones de Electrogas S.A. (ver nota 4.1), con fecha 7 de febrero de 2017 se llevó a cabo el cierre definitivo y el traspaso de las acciones que Enel Generación Chile mantenía en Electrogas S.A., representativa de un 42,5% del capital de dicha sociedad, a Aero 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 1 de enero de 2017 y la fecha de emisión de los presentes estados financieros.

Saldo al 31 de diciembre de 2016

Pasivos No Corrientes M\$	Patrimonio M\$	Total Pasivos y Patrimonio M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
(50.044.060)	(136.170.100)	(229.226.481)	155.568.982	(23.529.449)	88.610.786	-	88.610.786
-	-	-	219.980.554	(139.960.874)	61.981.668	(924.812)	61.056.856
(89.573.087)	(681.976.920)	(857.930.342)	173.489.754	(87.098.923)	43.329.082	(1.779.413)	41.549.669

Saldo al 31 de diciembre de 2015

Pasivos No Corrientes M\$	Patrimonio M\$	Total Pasivos y Patrimonio M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
(51.972.920)	(150.318.072)	(265.111.889)	193.189.705	(28.569.912)	118.016.421	33.526	118.049.947
(44.379.433)	(432.633.274)	(592.151.192)	230.852.534	(139.555.849)	70.262.390	(624)	70.261.766
(49.959.438)	(378.684.335)	(452.692.402)	183.015.183	(110.330.364)	46.215.560	(3.059.806)	43.155.754
-	(33.525.931)	(34.142.249)	-	-	622.972	(10.352.540)	(9.729.568)
(53.611.202)	(14.864.328)	(170.477.518)	100.856.664	(4.598.130)	(998.809)	(4.729.767)	(5.728.576)
-	(11.552.845)	(12.005.272)	-	-	21.877	(3.570.020)	(3.548.143)
(63.908.193)	(149.358.874)	(284.700.969)	40.004.655	(4.574.336)	110.802.880	(44.667.506)	66.135.374
-	(570.714)	(583.540)	-	-	(7.151)	(176.471)	(183.622)
(831.187.906)	(795.541.258)	(1.976.465.498)	778.768.426	(321.664.855)	211.896.264	(91.252.276)	120.643.988
-	(225.751.156)	(227.115.669)	-	-	42.044.140	4.890.902	46.935.042
(188.814.672)	(528.827.450)	(835.417.391)	343.761.564	(143.234.611)	91.161.037	4.059.334	95.220.371
(40.621.719)	(71.344.553)	(120.335.637)	39.114.967	(8.235.270)	15.210.089	(708.295)	14.501.794
(229.436.392)	(572.474.899)	(928.453.236)	382.452.709	(151.046.058)	95.054.809	(9.131.696)	85.923.113
(115.955.351)	(169.292.654)	(458.911.479)	140.398.933	(9.172.466)	109.347.016	(50.970.094)	58.376.922

Anexo 1

Sociedades que componen el Grupo Enel Generación Chile:

Este anexo es parte de la Nota 2.4 "sociedades filiales".

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2016			Saldo al 31 de diciembre de 2015		
			% Control			% Control		
			Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
76.003.204-2	Central Eólica Canelá S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%	0,00%	75,00%	75,00%
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (4)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	96,21%	0,00%	96,21%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%	92,65%	0,00%	92,65%
96.830.980-3	GasAtacama Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%
76.676.750-8	GNL Norte S.A. (2)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%
96.905.700-K	Progas S.A. (1)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%
78.932.860-9	GasAtacama S.A.(3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	100,00%	100,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (3)	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%	50,00%	50,00%	100,00%
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.) (6) (7)	Peso Argentino	0,00%	0,34%	0,34%	99,66%	0,34%	100,00%
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A. (7)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	98,00%	2,00%	100,00%
Extranjera	Enel Generación Perú S.A (ex - Edegel) (5)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	29,40%	54,20%	83,60%
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P. (5)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	56,43%	0,00%	56,43%
Extranjera	Emgesa Panama S.A. (5)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	56,43%	56,43%
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.(5)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	94,95%	94,95%
Extranjera	Enel Generación EL Chocón S.A. (ex - Hidroeléctrica El Chocón S.A.)(5)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	2,48%	65,19%	67,67%
Extranjera	Hidroinvest S.A.(5)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	41,94%	54,15%	96,09%
Extranjera	Ingendesa do Brasil Ltda.(5)	Real	0,00%	0,00%	0,00%	1,00%	99,00%	100,00%
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex - Central Costanera S.A.)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%	24,85%	50,82%	75,67%
Extranjera	Chinango S.A.C.(5)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	80,00%	80,00%
Extranjera	Generandes Perú S.A.(5)	Nuevos Soles	0,00%	0,00%	0,00%	61,00%	0,00%	61,00%

(1) Con fecha 1 de septiembre de 2016 Gasoducto TalTal S.A. y Progas S.A. fueron fusionadas con GasAtacama Chile .S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

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

(3) Con fecha 1 de octubre de 2016 Inversiones GasAtacama Holding Ltda y GasAtacama S.A. fueron fusionadas con GasAtacama Chile .S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Relación	País	Actividad
Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
Filial	Chile	Administración de Sociedades
Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
Filial	Chile	Adquisición, Producción, Trasporte y Distribución Comercial de Gas Natural
Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Electrica y Gas Natural
Filial	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
Filial	Colombia	Compra Venta de Energía Eléctrica
Filial	Colombia	Administración de Puertos
Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
Filial	Perú	Sociedad de Cartera

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

(5) Ver nota 4.2

(6) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

(7) Ver Nota 12.1.a)

Anexo 2

Variaciones del perímetro de consolidación:

Este anexo corresponde a la Nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Exclusiones del perímetro de consolidación durante el ejercicio 2016 y 2015:

Sociedad	Saldo al 31 de diciembre de 2016		
	Directo	Indirecto	% Control
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.(1)	-	-	-
Gasoducto TalTal S.A.(2)	-	100,00%	100,00%
GNL Norte S.A.(2)	-	100,00%	100,00%
Progas S.A.(2)	-	100,00%	100,00%
GNL Quintero S.A.(3)	-	20,00%	20,00%
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.(2)	96,21%	0,00%	96,21%
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.(2)	50,00%	50,00%	100,00%
GasAtacama S.A.(2)	0,00%	100,00%	100,00%
Southern Cone Power Argentina S.A. (6)	98,00%	2,00%	100,00%
Emgesa S.A. E.S.P. (4)	56,43%	0,00%	56,43%
Emgesa Panama S.A. (4)	0,00%	56,43%	56,43%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. (4)	0,00%	94,95%	94,95%
Enel Generación el Chocón S.A. (ex - Hidroeléctrica El Chocón S.A.) (4)	2,48%	65,19%	67,67%
Hidroinvest S.A. (4)	41,94%	54,15%	96,09%
Enel Generación Costanera S.A. (ex - Central Costanera S.A.)	24,85%	50,82%	75,67%
Ingendesa do Brasil Ltda. (4)	1,00%	99,00%	100,00%
Enel Generación Perú S.A (ex - Edegel) (4)	29,40%	54,20%	83,60%
Chinango S.A.C. (4)	0,00%	80,00%	80,00%
Generandes Perú S.A. (4)	61,00%	0,00%	61,00%
Distrilec Inversora S.A. (4)	0,89%	0,00%	0,89%
Enel Trading Argentina S.R.L. (ex-Endesa Cemsa S.A.) (4)	0,00%	45,00%	45,00%
Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.) (5) (6)	99,66%	0,34%	100,00%
Central Térmica Manuel Belgrano (4)	0,00%	24,18%	24,18%
Central Térmica San Martín (4)	0,00%	24,18%	24,18%
Central Vuelta Obligada S.A. (4)	0,00%	3,45%	3,45%
Enel Brasil S.A. (4)	34,64%	4,00%	38,64%

(1) Ver Nota 4.3

(2) Ver Anexo N°1.

(3) Ver Nota 12.1.b)

(4) Ver Nota 4.2

(5) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

(6) Ver Nota 12.1.a)

Método Consolidación	Saldo al 31 de diciembre de 2015			Método Consolidación
	Directo	Indirecto	Total	
-	99,99%	0,01 %	100,00%	Integración global
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Método de Participación	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Método de Participación	-	-	-	-
Método de Participación	-	-	-	-
Integración global	-	-	-	-
Método de Participación	-	-	-	-
Método de Participación	-	-	-	-
Método de Participación	-	-	-	-
Método de Participación	-	-	-	-

Anexo 3

Sociedades asociadas y negocios conjuntos

Este anexo corresponde a la Nota 3.h “Inversiones contabilizadas por el método de la participación”.

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	Saldo al 31 de diciembre de 2016		
			%Participación		
			Directo	Indirecto	Total
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%
96.806.130-5	Electrogas S.A. (1)	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.(2)	Dólar	20,00%	0,00%	20,00%
Extranjera	Distrilec Inversora S.A. (3)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjera	Enel Trading Argentina S.R.L.(ex - Endesa Cemsa S.A.) (3)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Central Térmica Manuel Belgrano (3)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Central Térmica San Martín (3)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A. (3)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjera	Enel Brasil S.A. (3)	Real	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A. (5)	Peso Argentino	2,00%	0,00%	2,00%
Extranjera	Enel Argentina S.A. (ex - Endesa Argentina S.A.) (4) (5)	Peso Argentino	0,00%	0,34%	0,34%

(1) Ver Nota 4.1

(2) Ver Nota 12.1.b)

(3) Ver Nota 4.2

(4) La compañía dejó de ser una filial en el año 2016, sin embargo se convirtió en una asociada. Se ejerce una influencia significativa a través del control de la sociedad por parte de Enel Generación Chile.

(5) Ver Nota 12.1.a)

Saldo al 31 de diciembre de 2015

%Participación			Relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
51,00%	0,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
42,50%	0,00%	42,50%	Asociadas	Chile	Sociedad de Cartera
33,33%	0,00%	33,33%	Asociadas	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
20,00%	0,00%	20,00%	Asociadas	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
0,89%	0,00%	0,89%	Asociadas	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
0,00%	24,18%	24,18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	24,18%	24,18%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	3,45%	3,45%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
34,64%	4,00%	38,64%	Asociadas	Brasil	Sociedad de Cartera
98,00%	2,00%	100,00%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera
99,66%	0,34%	100,00%	Asociada	Argentina	Sociedad de Cartera

Anexo 4

Información adicional sobre deuda financiera

Este anexo corresponde a la Nota 17 "Otros pasivos financieros".

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

a) Préstamos bancarios

Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente							No Corriente	
				Vencimiento		31-12-16	Total Corriente al			Vencimiento		
				Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses		Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años		
				M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
Chile	Ch\$	6,00%	No	4.181	-	4.181	-	-	-	-		
Total				4.181	-	4.181	-	-	-	-		

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				
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años
								M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	2.133	-	2.133	-	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.006.000-6	Banco de Crédito e Inversiones	Chile	Ch\$	6,00%	2.048	-	2.048	-	-
Total M\$								4.181	-	4.181	-	-

Corriente												No Corriente				
Total No Corriente al			Vencimiento			Total Corriente al			Vencimiento			Total No Corriente al				
Más de Cinco Años	31-12-16	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses\$	31-12-15	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-15						
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$						
-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-						
-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-						

31-12-2015																
No Corriente					Corriente					No Corriente						
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				
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$				
-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-				
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-				

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por monedas y vencimientos.

Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Corriente					No Corriente			
				Vencimiento		31-12-16	Total Corriente al			Vencimiento		
				Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	6,90%	No	7.264.786	21.794.359	29.059.145	29.059.146	29.059.146	29.059.146	29.059.146	641.348.382	
Chile	U.F.	5,48%	No	6.466.160	24.665.200	31.131.360	30.632.431	53.611.843	51.316.337	49.020.830	305.390.728	
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	

Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por deudor.

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Deudora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Garantía	31-12-2016			
									Corriente			
									Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
									M\$	M\$	M\$	M\$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,88%	No	2.832.647	8.497.942	11.330.589	11.330.590
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,33%	No	903.234	2.709.703	3.612.937	3.612.937
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,13%	No	574.765	1.724.294	2.299.059	2.299.059
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	4,25%	No	2.954.140	8.862.420	11.816.560	11.816.560
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	6,20%	No	1.525.571	9.843.433	11.369.004	10.870.075
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	97.036.000-k	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,75%	No	4.940.589	14.821.767	19.762.356	19.762.356
Total M\$									13.730.946	46.459.559	60.190.505	59.691.577

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero 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			
								Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años
								M\$	M\$	M\$	M\$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A.	Chile	76.555.400-4	Transelec S.A.	Chile	US\$	6,50%	734.006	2.200.827	2.934.833	2.931.533
Total M\$								734.006	2.200.827	2.934.833	2.931.533

Corriente				No Corriente							
Total No Corriente al	Vencimiento	Total Corriente al						Vencimiento		Total No Corriente al	
31-12-16	Uno a Tres Meses	Tres a Doce Meses	31-12-15	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	31-12-15		
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$		
757.584.966	7.318.857	21.956.571	29.275.428	29.275.427	29.275.427	29.275.427	29.275.427	827.386.294	944.488.002		
489.972.169	7.420.915	27.355.985	34.776.900	34.213.890	33.650.880	55.868.495	53.284.158	359.246.902	536.264.325		
1.247.557.135	14.739.772	49.312.556	64.052.328	63.489.317	62.926.307	85.143.922	82.559.585	1.186.633.196	1.480.752.327		

31-12-2016						31-12-2015								
No Corriente			Corriente			No Corriente								
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	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
11.330.590	11.330.590	11.330.590	196.227.387	241.549.747	2.879.332	8.637.995	11.517.327	11.517.326	11.517.326	11.517.326	11.517.326	217.149.037	263.218.341	
3.612.937	3.612.937	3.612.937	93.701.216	108.152.964	919.193	2.757.578	3.676.771	3.676.770	3.676.770	3.676.770	3.676.770	90.711.728	105.418.808	
2.299.059	2.299.059	2.299.059	56.341.806	65.538.042	584.223	1.752.670	2.336.893	2.336.894	2.336.894	2.336.894	2.336.894	196.474.523	205.822.099	
11.816.560	11.816.560	11.816.560	295.077.973	342.344.213	2.936.109	8.808.328	11.744.437	11.744.437	11.744.437	11.744.437	11.744.437	323.051.006	370.028.754	
10.371.146	9.872.218	9.373.289	52.887.199	93.373.927	1.862.265	10.680.034	12.542.299	11.979.289	11.416.279	10.853.268	10.290.258	63.261.536	107.800.630	
43.240.697	41.444.119	39.647.541	252.503.529	396.598.242	5.558.650	16.675.951	22.234.601	22.234.601	22.234.601	45.015.227	42.993.900	295.985.366	428.463.695	
82.670.989	80.375.483	78.079.976	946.739.110	1.247.557.135	14.739.772	49.312.556	64.052.328	63.489.317	62.926.307	85.143.922	82.559.585	1.186.633.196	1.480.752.327	

31-12-2016						31-12-2015								
No Corriente			Corriente			No Corriente								
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 Año	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
2.928.019	2.924.276	2.920.289	7.777.314	19.481.431	732.936	2.203.853	2.936.789	2.950.745	2.965.609	2.981.438	2.998.297	11.193.448	23.089.537	
2.928.019	2.924.276	2.920.289	7.777.314	19.481.431	732.936	2.203.853	2.936.789	2.950.745	2.965.609	2.981.438	2.998.297	11.193.448	23.089.537	

Anexo 5

Detalle de activos y pasivos en moneda extranjera

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

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional M\$	31-12-16 M\$	31-12-15 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			9.448.384	9.800.146
	Dólares	Pesos chileno	4.640.978	4.268.962
	Peso Argentino	Pesos chileno	4.807.406	5.531.184
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes			50.976.270	64.125.614
	Dólares	Pesos chileno	50.976.270	64.125.614
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			16.780.275	17.068.654
	Dólares	Pesos chileno	16.780.275	17.068.654
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			77.204.929	90.994.414
TOTAL ACTIVOS			77.204.929	90.994.414

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

Moneda extranjera	Moneda funcional	31-12-2016							
		Pasivos Corrientes				Pasivos No Corrientes			
		Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	
		M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	
Pasivos									
Otros pasivos financieros	Dólares	7.998.792	23.995.186	31.993.978	31.990.679	31.987.165	31.983.422	31.979.435	
	Dólares	7.998.792	23.995.186	31.993.978	31.990.679	31.987.165	31.983.422	31.979.435	
Total pasivos		7.998.792	23.995.186	31.993.978	31.990.679	31.987.165	31.983.422	31.979.435	

31-12-2015

Pasivos Corrientes												Pasivos No Corrientes		
Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$	Hasta 90 días M\$	De 91 días a 1 año M\$	Total Corriente 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\$	Total No Corriente M\$				
649.125.696	777.066.397	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	32.273.724	838.579.742	967.577.539				
649.125.696	777.066.397	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	32.273.724	838.579.742	967.577.539				
649.125.696	777.066.397	8.051.793	24.160.424	32.212.217	32.226.172	32.241.036	32.256.865	32.273.724	838.579.742	967.577.539				

Anexo 6

Detalle de información adicional Oficio Circular N° 715 de fecha 03 de febrero de 2012

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

a) Estratificación de la cartera

Por antigüedad de los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2016				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas Comerciales bruto	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
Provisión de deterioro	-	-	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	47.275.283	-	-	-	-
Total	226.773.635	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2016				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas Comerciales bruto	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175
Provisión de deterioro	(55.494)	-	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	93.240.964	-	-	-	-
Total	297.814.945	1.110.952	199	11.659	175

Por tipo de cartera:

31-12-2016						
Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.479.114	5.751.510
-	-	-	-	(1.314.311)	(1.314.311)	-
-	-	-	-	-	47.275.283	1.036.927
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	18.794.652	260.440.086	6.788.437

31-12-2016						
Morosidad 121-150 días	Morosidad 151-180 días	Morosidad 181-210 días	Morosidad 211-250 días	Morosidad superior a 251 días	Total Corriente	Total No Corriente
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
345	2	12	36.166	65.994.520	271.783.505	35.901
-	-	-	-	(1.493.698)	(1.549.192)	-
-	-	-	-	-	93.240.964	-
345	2	12	36.166	64.500.822	363.475.277	35.901

Tramos de morosidad	31-12-2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	402	185.249.862	-	-	402	185.249.862
Entre 1 y 30 días	91	2.770.582	-	-	91	2.770.582
Entre 31 y 60 días	62	1.165.177	-	-	62	1.165.177
Entre 61 y 90 días	55	773.502	-	-	55	773.502
Entre 91 y 120 días	41	900.093	-	-	41	900.093
Entre 121 y 150 días	85	5.101.117	-	-	85	5.101.117
Entre 151 y 180 días	87	13.609	-	-	87	13.609
Entre 181 y 210 días	29	553.986	-	-	29	553.986
Entre 211 y 250 días	26	3.593.733	-	-	26	3.593.733
superior a 251 días	80	20.108.963	-	-	80	20.108.963
Total	958	220.230.624	-	-	958	220.230.624

b) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	31-12-2016		31-12-2015	
	M\$	M\$	M\$	M\$
Provisión cartera no repactada		-		371.558
Recuperos del período		-		-
Total		-		371.558

c) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones	31-12-2016		31-12-2015	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	-	-	12	12
Monto de las operaciones M\$	-	-	371.558	371.558

31-12-2015

Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
355	204.665.376	-	-	355	204.665.376
161	1.110.952	-	-	161	1.110.952
18	199	-	-	18	199
6	11.659	-	-	6	11.659
43	175	-	-	43	175
35	345	-	-	35	345
2	2	-	-	2	2
3	12	-	-	3	12
120	36.166	-	-	120	36.166
20	65.994.520	-	-	20	65.994.520
763	271.819.406	-	-	763	271.819.406

Anexo 6.1

Detalle de información complementaria de cuentas comerciales

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

a) Estratificación de la cartera

Por antigüedad de los Cuentas comerciales:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2016				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
-Grandes Clientes	179.482.500	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
-Otros	15.852	-	-	-	-
Provision Deterioro	-	-	-	-	-
Servicios no facturados	125.367.509	-	-	-	-
Servicios facturados	54.130.843	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
Total Cuentas Comerciales Brutos	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
Total Provisión Deterioro	-	-	-	-	-
Total Cuentas Comerciales Netos	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	31-12-2015				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas Comerciales Generación y Transmisión	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175
-Grandes Clientes	204.609.906	1.110.952	199	11.659	175
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
-Otros	19.569	-	-	-	-
Provision Deterioro	(55.494)	-	-	-	-
Servicios no facturados	169.489.606	-	-	-	-
Servicios facturados	99.265.483	1.110.952	199	11.659	175
Total Cuentas Comerciales Brutos	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175
Total Provisión Deterioro	(55.494)	-	-	-	-
Total Cuentas Comerciales Netos	204.573.981	1.110.952	199	11.659	175

31-12-2016							
Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad 251-364 días M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	10.508.696	214.479.114	5.751.510
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	10.508.696	214.463.262	5.723.943
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	15.852	27.567
-	-	-	-	(1.314.311)	-	(1.314.311)	-
-	-	-	-	-	-	125.367.509	3.308.454
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	10.508.696	89.111.605	2.443.056
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	9.600.267	10.508.696	214.479.114	5.751.510
-	-	-	-	(1.314.311)	-	(1.314.311)	-
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	8.285.956	10.508.696	213.164.803	5.751.510

31-12-2015							
Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad a 251-364 días M\$	Morosidad Mayor a 365 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
345	2	12	36.166	65.994.520	-	271.783.505	35.901
345	2	12	36.166	65.994.520	-	271.763.936	-
-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	19.569	35.901
-	-	-	-	(1.493.698)	-	(1.549.192)	-
-	-	-	-	390.612	-	169.880.218	-
345	2	12	36.166	1.478.294	-	101.903.287	35.901
345	2	12	36.166	65.994.520	-	271.783.505	35.901
-	-	-	-	(1.493.698)	-	(1.549.192)	-
345	2	12	36.166	64.500.822	-	270.234.313	35.901

Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	31-12-2016				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN					
Cartera no repactada	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
-Grandes Clientes	179.482.500	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
-Otros	15.852	-	-	-	-
Total cartera bruta	179.498.352	2.770.582	1.165.177	773.502	900.093
Tipos de cartera	31-12-2015				
	Cartera al día	Morosidad 1-30 días	Morosidad 31-60 días	Morosidad 61-90 días	Morosidad 91-120 días
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN					
Cartera no repactada	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175
-Grandes Clientes	204.609.906	1.110.952	199	11.659	175
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
-Otros	19.569	-	-	-	-
Total cartera bruta	204.629.475	1.110.952	199	11.659	175

31-12-2016					
Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.479.114
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.463.262
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	15.852
5.101.117	13.609	553.986	3.593.733	20.108.963	214.479.114

31-12-2015					
Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
345	2	12	36.166	65.994.520	271.783.505
345	2	12	36.166	65.994.520	271.763.936
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	19.569
345	2	12	36.166	65.994.520	271.783.505

Anexo 6.2

Estimaciones de ventas y compras de energía, potencia y peajes

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

País	Chile				Colombia			
	31-12-2016		31-12-2015		31-12-2016		31-12-2015	
	Energía y Potencia	Peajes						
BALANCE	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	29.836.181	5.522.921	34.406.648	5.631.953	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	111.304.041	19.109.490	123.429.202	28.572.415	-	-	-	-
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	50.383.731	-
Total Activo estimado	141.140.222	24.632.411	157.835.850	34.204.368	-	-	50.383.731	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	17.499.611	191.657	3.685.869	5.400.614				
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	20.844.033	37.425.664	24.944.506	37.803.719	-	-	-	-
Operaciones discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	5.255.942
Total Pasivo estimado	38.343.644	37.617.321	28.630.375	43.204.333	-	-	-	5.255.942
RESULTADO	Chile				Total			
	31-12-2016		31-12-2015		31-12-2016		31-12-2015	
	Energía y Potencia	Peajes						
	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
Venta Energía	141.140.222	24.632.411	131.440.713	23.919.361	141.140.222	24.632.411	131.440.713	23.919.361
Compra de Energía	38.343.644	37.687.588	28.630.375	43.204.333	38.343.644	37.687.588	28.630.375	43.204.333

Anexo 7

Detalle vencimiento de proveedores

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

Proveedores con pagos al día	31-12-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	90.386.018	-	90.386.018	-	122.490.300	-	122.490.300
Más de 365 días	-	-	-	-	-	14.290.685	-	14.290.685
Total	-	90.386.018	-	90.386.018	-	136.780.985	-	136.780.985
Proveedores con plazos vencidos	31-12-2016				31-12-2015			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Más de 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Total	-	-	-	-	-	-	-	-

Perú				Argentina				Total			
31-12-2016		31-12-2015		31-12-2016		31-12-2015		31-12-2016		31-12-2015	
Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$	M\$
-	-	-	-	-	-	-	-	29.836.181	5.522.921	34.406.648	5.631.953
-	-	-	-	-	-	-	-	111.304.041	19.109.490	123.429.202	28.572.415
-	-	28.793.710	8.819.173	-	-	3.800.557	114.662	-	-	82.977.998	8.933.835
-	-	28.793.710	8.819.173	-	-	3.800.557	114.662	141.140.222	24.632.411	240.813.848	43.138.203
		-	-			-	-	17.499.611	191.657	3.685.869	5.400.614
-	-	-	-	-	-	-	-	20.844.033	37.425.664	24.944.506	37.803.719
-	-	1.176.124	3.590.591	-	-	4.875.237	148.113	-	-	6.051.361	8.994.646
-	-	1.176.124	3.590.591	-	-	4.875.237	148.113	38.343.644	37.617.321	34.681.736	52.198.979





Análisis razonado
Estados Financieros
Consolidados

Análisis razonado

Estados Financieros Consolidados de Enel Generación Chile

al 31 de diciembre de 2016

- > El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enel Generación Chile aumentó desde Ch\$ 392.868 millones en diciembre de 2015 a Ch\$ 472.558 millones en diciembre de 2016, un incremento equivalente a un 20%.
- > La generación neta de energía alcanzó los 17.564 GWh, inferior en un 4% respecto a la registrada a diciembre de 2015. Ello se explicó fundamentalmente por una menor generación hidroeléctrica (-2.764 GWh) producto de la sequía que ha afectado al sur del país, la cual fue compensada en gran medida por un mayor despacho térmico (+ 2.065 GWh) asociado a la mayor disponibilidad de los complejos Bocamina y San Isidro durante 2016.
- > Las ventas físicas se incrementaron un 1% (+ 131 GWh) alcanzando 23.689 GWh, debido a mayores ventas a clientes regulados producto de la mayor demanda del último período.
- > Los ingresos operacionales aumentaron en un 8% alcanzando Ch\$ 1.659.727 millones, como consecuencia de las mayores ventas físicas a clientes regulados y del mayor precio medio de venta de energía.
- > Los costos de aprovisionamiento y servicios aumentaron un 2% al totalizar Ch\$ 895.060 millones en diciembre de 2016.
- > El 31 de agosto de 2016, la Compañía decidió renunciar a los derechos de aprovechamientos de aguas asociados a los proyectos hidroeléctricos denominados Bardón, Chillán 1 y 2, Futaleufú, Huechún y Puelo, lo cual generó una pérdida de Ch\$ 35.384 millones por concepto de castigo de activos relacionados con dichos proyectos. Por otra parte, al cierre del ejercicio 2016, la Compañía decidió castigar la totalidad la inversión capitalizada en dos proyectos térmicos, Tames 2 y Totoralillo, generando una pérdida de Ch\$ 1.096 millones.
- > Como resultado de los factores mencionados previamente, el EBITDA de las operaciones en Chile creció un 15% a diciembre de 2016, totalizando Ch\$ 594.772 millones.
- > El resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 35.678 millones, lo cual se compara positivamente con la pérdida de Ch\$ 114.252 millones registrada a diciembre de 2015 y se explica en gran parte por una ganancia obtenida por diferencia de cambio.
- > El 14 de septiembre de 2016, Enel Generación Chile S.A. enajenó la totalidad de sus acciones de GNL Quintero S.A. por un total de Ch\$ 132.821 millones. Esta venta se enmarca dentro del proceso de venta de activos no estratégicos del Grupo.
- > El 4 de octubre de 2016, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. aprobó el cambio de razón social de la sociedad por la de "Enel Generación Chile S.A.". Dicho cambio se perfeccionó desde el punto de vista legal con fecha 18 de octubre de 2016.

Resumen financiero

- > La deuda de la compañía disminuyó con respecto a diciembre 2015 en US\$ 2 millones, quedando en diciembre 2016 en US\$ 1.273 millones.
- > La tasa de interés promedio, importante factor de costos fue de un 5,8%, en niveles muy similares respecto a diciembre de 2015.
- > La liquidez de la empresa, un factor clave para nuestra administración financiera, se mantiene en una sólida posición:
 - Líneas de crédito comprometidas disponibles: US\$ 512 millones.
 - Caja y caja equivalente disponible: US\$ 171 millones.

I. ANALISIS DE LOS ESTADOS FINANCIEROS

INFORMACION RELEVANTE

Con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta Extraordinaria de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) aprobó la división de la Compañía, sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas. Producto de la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. surgiría una nueva sociedad anónima abierta que se denominaría Endesa Américas S.A., a la cual le serían asignadas las participaciones societarias y los activos y pasivos asociados a Empresa Nacional de Electricidad S.A. fuera de Chile.

Con fecha 1 de Marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Endesa Américas S.A., sociedad que posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2016, fue fusionada por Enel Américas.

En consideración a lo anterior y de acuerdo a lo establecido en las Normas Internacionales de Información Financiera, los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de generación fuera de Chile por el periodo de dos meses terminado al 29 de febrero de 2016, al considerarse operaciones discontinuadas, se presentan en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

A efectos comparativos, este esquema de presentación se ha aplicado también a los resultados correspondientes al 31 de diciembre de 2015, con lo cual se ha re-expresado el estado de resultados integrales consolidados aprobado anteriormente.

Para mayor información, ver nota 4.2. de los estados financieros consolidados de Enel Generación Chile S.A. al 31 de diciembre de 2016.

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Generación Chile al cierre de diciembre de 2016 fue una utilidad de Ch\$ 472.558 millones, comparado con los Ch\$ 392.868 millones de utilidad registrados en el ejercicio anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem del estado de resultados de las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuadas) (millones de Ch\$)	dic-16	dic-15	Variación dic 16-dic 15	% Variación dic 16-dic 15
INGRESOS	1.659.727	1.543.810	115.917	8%
Ventas	1.639.960	1.539.977	99.983	6%
Otros ingresos de explotación	19.767	3.833	15.934	416%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(895.060)	(880.891)	(14.169)	2%
Compra de energía	(335.732)	(320.732)	(15.000)	5%
Consumo de combustibles	(295.149)	(327.503)	32.354	(10%)
Gastos de transporte y otros servicios	(192.503)	(179.691)	(12.812)	7%
Otros aprovisionamientos y servicios	(71.676)	(52.965)	(18.711)	35%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	764.667	662.919	101.748	15%
Trabajos para el inmovilizado	9.758	15.251	(5.493)	(36%)
Gastos de personal	(60.350)	(70.969)	10.619	(15%)
Otros gastos fijos de explotación	(119.303)	(90.340)	(28.963)	32%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	594.772	516.861	77.911	15%
Depreciación y amortización	(132.600)	(124.836)	(7.764)	6%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	(30.786)	9.794	(40.580)	(414%)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	431.386	401.819	29.567	7%
RESULTADO FINANCIERO	(35.678)	(114.252)	78.574	(69%)
Ingresos financieros	6.151	235	5.916	2517%
Gastos financieros	(55.702)	(64.207)	8.505	(13%)
Resultados por unidades de reajuste	607	3.600	(2.993)	(83%)
Diferencias de cambio	13.266	(53.880)	67.146	(125%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	129.369	12.920	116.449	901%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	7.878	8.905	(1.027)	(12%)
Resultados de otras inversiones	121.457	4.309	117.148	2719%
Resultados en ventas de activo	34	(294)	328	(112%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	525.077	300.487	224.590	75%
Impuesto sobre sociedades	(83.217)	(76.656)	(6.561)	9%
RESULTADO DEL EJERCICIO	441.860	223.831	218.029	97%
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	79.572	411.190	(331.618)	(81%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	521.432	635.021	(113.589)	(18%)
Resultado del ejercicio	521.432	635.021	(113.589)	(18%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	472.558	392.868	79.690	20%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	48.874	242.153	(193.279)	(80%)
Utilidad por Acción \$	57,62	47,90	9,72	20%
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	52,77	25,89		
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas	4,85	22,01		
Ganancia (pérdida) por acción básica	57,62	47,90		
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	8.201.754,580	8.201.754,580		

Resultado de Explotación

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre de 2016 fue de Ch\$ 431.386 millones, superior a los Ch\$ 401.819 millones registrados en el ejercicio anterior, en tanto que el EBITDA aumentó en Ch\$ 77.911 millones al alcanzar los Ch\$ 594.772 millones en diciembre de 2016.

Estos mejores resultados fueron consecuencia de mayores ingresos de explotación por Ch\$ 115.917 millones, equivalente a un 8% comparado con el ejercicio anterior, que se explica fundamentalmente por lo siguiente:

- > Mayores ventas de energía por Ch\$ 41.870 millones, debido a una mayor venta física (+ 131 GWh), principalmente a clientes regulados por incremento en la demanda, y a mejores precios promedio de venta energía.
- > Mayores ventas de gas por Ch\$ 40.647 millones.
- > Mayores ingresos por peajes y otros servicios por Ch\$ 17.767 millones
- > Mayores otros ingresos de explotación por (i) incremento de ingresos por derivados de commodities por Ch\$ 8.974 millones y (ii) ingresos reconocidos en 2016 por la activación de seguros asociados a siniestro en la Central Tarapacá por Ch\$ 6.512 millones.

El costo por consumo de combustible disminuyó en Ch\$ 32.354 millones, explicado principalmente por un menor precio promedio unitario de los combustibles, dada una disminución de los precios de commodities a nivel internacional, y al reemplazo de despacho térmico de GNL por carbón, explicado fundamentalmente por la mayor disponibilidad del complejo Bocamina.

Por otra parte, se generó una disminución en los costos de personal por Ch\$ 5.126 millones, originado principalmente por una menor plantilla.

Lo anterior se compensa parcialmente por:

- > Las compras de energía aumentaron en Ch\$ 15.000 millones, que se explica por mayores compras físicas (+861 GWh). Cabe destacar que, entre otros factores, el reemplazo en el despacho térmico de GNL por carbón generó que en promedio los costos marginales del sistema disminuyeran respecto a 2015, lo que permitió compensar en parte el mayor volumen de compras a Spot efectuado durante 2016.
- > Los otros costos de aprovisionamientos y servicios aumentaron en Ch\$ 18.711 millones, principalmente por un

mayor costo de venta del negocio de la comercialización de gas por Ch\$ 31.913 millones, compensado por menores costos asociados al acuerdo con AES Gener, que permite utilizar el GNL disponible de Enel Generación Chile en el ciclo combinado de Nueva Renca por Ch\$ 15.867 millones.

- > Mayores gastos de transporte y otros servicios por Ch\$ 12.812 millones.
- > Aumento en los otros gastos fijos de explotación por Ch\$ 28.963 millones, que se explica fundamentalmente por el castigo de activos relacionados a los proyectos hidroeléctricos Bardón, Chillán 1, Chillán 2, Futaleufú, Huechún y Puelo. El monto del castigo ascendió a Ch\$ 35.384 millones y surgió como consecuencia de que la Compañía decidió renunciar a los derechos de aprovechamiento de aguas asociados a estos proyectos, considerando, entre otros aspectos evaluados, el alto costo anual que le significaba mantener los 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.

Por otra parte, al cierre del ejercicio 2016, la Compañía decidió castigar la totalidad la inversión capitalizada en dos proyectos térmicos. Estos son los proyectos Tames 2 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 Ch\$ 1.096 millones 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.

- > Aumento en la depreciación y amortización del periodo por Ch\$ 7.764 millones, por un incremento en las inversiones que pasaron a explotación.
- > Incremento en las pérdidas por deterioro por Ch\$ 40.580 millones, que se explican fundamentalmente por (i) aumento de provisiones asociadas a algunas iniciativas de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) por Ch\$ 4.056 millones (ii) reconocimiento de provisiones relacionadas a los proyectos Neltume y Choshuenco por Ch\$ 20.459 millones y Ch\$ 3.748 millones, respectivamente, y (iii) reverso de provisiones realizado en 2015 por Ch\$ 12.578 millones, asociado a ciertos activos de la Central Tarapacá.

Los ingresos, costos y resultados de explotación, de las operaciones continuadas en los períodos terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se muestran a continuación:

Millones Ch\$	2016			2015		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Enel Generación Chile S.A.	1.549.029	(1.315.619)	233.410	1.407.825	(1.264.185)	143.640
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	155.569	(38.780)	116.789	193.190	(42.575)	150.615
GasAtacama Chile y Filiales	378.467	(299.313)	79.154	183.015	(136.655)	46.360
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. y Filial (1)	-	-	-	238.431	(177.206)	61.225
Ajustes de Consolidación filiales	(423.338)	425.371	2.033	(478.651)	478.630	(21)
Total Consolidado	1.659.727	(1.228.341)	431.386	1.543.810	(1.141.991)	401.819

(1) Con fecha 1 de noviembre de 2016, se perfeccionó la fusión entre Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. y GasAtacama Chile S.A., siendo ésta última la continuadora legal.

La venta de energía de las actividades continuadas de Enel Generación Chile y filiales, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se muestran a continuación:

(Millones Ch\$)	Chile	
	dic-16	dic-15
Clientes Regulados	1.180.043	1.081.142
Clientes No Regulados	234.642	243.597
Ventas de Mercado Spot	102.003	150.079
Total Ventas de Energía	1.516.688	1.474.818

Resultado no Operacional

A continuación se presenta un resumen del resultado no operacional al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (Actividades Continuadas) (millones de Ch\$)	dic-16	dic-15	Variación dic 16-dic 15	% Variación dic 16-dic 15
RESULTADO FINANCIERO	(35.678)	(114.252)	78.574	(69%)
Ingresos financieros	6.151	235	5.916	2517%
Gastos financieros	(55.702)	(64.207)	8.505	(13%)
Resultados por unidades de reajuste	607	3.600	(2.993)	(83%)
Diferencias de cambio	13.266	(53.880)	67.146	(125%)
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	129.369	12.920	116.449	901%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	7.878	8.905	(1.027)	(12%)
Resultados de otras inversiones	121.457	4.309	117.148	2719%
Resultados en ventas de activo	34	(294)	328	(112%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	525.077	128.010	397.067	310%
Impuesto sobre sociedades	(83.217)	(76.656)	(6.561)	9%
RESULTADO DEL EJERCICIO	441.860	51.354	390.506	760%
Ganancia (Pérdida) de operaciones discontinuadas, neta de impuesto	79.572	411.190	(331.618)	(81%)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS DE LAS ACTIVIDADES INTERRUMPIDAS	521.432	462.544	58.888	13%
Resultado del ejercicio	521.432	635.021	(113.589)	(18%)
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	472.558	392.868	79.690	20%
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	48.874	242.153	(193.279)	(80%)

Resultado Financiero

Al 31 de diciembre de 2016 el resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 35.678 millones, lo que representa una variación positiva de Ch\$ 78.574 millones respecto a igual periodo de 2015. Lo anterior está principalmente explicado por:

Mayores ingresos financieros por Ch\$ 5.916 millones, que se explican fundamentalmente por Ch\$ 3.997 millones reconocidos en 2016, producto de una renegociación llevada a cabo con YPF, y un mayor rendimiento financiero de inversiones en instrumentos de renta fija por Ch\$ 1.640 millones.

Menores gastos financieros por Ch\$ 8.505 millones, principalmente explicados por el vencimiento de un Yankee Bond por US\$ 200 millones que Enel Generación Chile canceló en julio de 2015, el cual originó un gasto financiero de Ch\$ 6.840 millones el año anterior.

Menor utilidad por unidades de reajuste por Ch\$ 2.993 millones, principalmente explicados por menores efectos positivos originados por impuestos por recuperar por Ch\$ 3.850 millones, menor utilidad por contratos derivados de cobertura por Ch\$ 2.831 millones, parcialmente compensados por menores reajustes por deudas financieras en U.F. por Ch\$ 3.717 millones.

Mayor utilidad por diferencias de cambio por Ch\$ 67.146 millones, principalmente explicada por diferencias de cambio positivas por Ch\$ 47.995 millones originadas en deudas estructuradas con Enel Américas, producto de un menor stock medio de deuda en 2016 y a la apreciación que el peso chileno ha experimentado versus el dólar durante el presente ejercicio. Adicionalmente, se ha generado una mayor utilidad por contratos forwards por Ch\$ 14.404 millones.

Resultados en otras inversiones

La variación positiva de Ch\$ 117.148 millones, corresponde fundamentalmente al resultado de la venta de GNL Quintero S.A. por Ch\$ 121.325 millones, efectuada en septiembre de 2016, compensado parcialmente por el resultado de la venta de Túnel El Melón S.A. por Ch\$ 4.207 millones, concretada en enero de 2015.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias sobre Sociedades presenta un mayor gasto de Ch\$ 6.561 millones, que se explica principalmente por un mejor resultado durante el presente ejercicio, incluyendo el efecto extraordinario generado en la venta de GNL Quintero, compensado por una menor diferencia de cambio en inversiones en empresas relacionadas extranjeras controladas en dólares estadounidenses (hasta fecha de división).

Operaciones Discontinuadas

La variación de un menor resultado por Ch\$ 331.618 millones durante el período, se explica por la división de Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.), materializada el día 1 de marzo de 2016. A contar de dicha fecha, las participaciones que la compañía tenía en negocios extranjeros fueron transferidas a la nueva sociedad Endesa Américas S.A., sociedad que posteriormente, con fecha 1 de diciembre de 2016, fue fusionada por Enel Américas.

Por lo anterior, el estado de resultados integrales consolidado de Enel Generación Chile al 31 de diciembre de 2016, presenta solo dos meses de contribución de los negocios extranjeros, en comparación con igual periodo del año anterior en que la contribución fue de doce meses.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	dic-16	dic-15	Variación dic 16-dic 15	% Variación dic 16-dic 15
Activos Corrientes	543.372	522.855	20.517	4%
Activos No Corrientes	2.856.310	2.866.209	(9.899)	(0,4%)
Operaciones Discontinuadas	-	3.889.706	(3.889.706)	100%
Total Activos	3.399.682	7.278.770	(3.879.088)	(53%)

Los Activos Totales de la compañía, presentan a diciembre de 2016 una disminución de Ch\$ 3.879.088 millones respecto de diciembre de 2015, que se debe principalmente a:

- > Los Activos Corrientes presentan un aumento de Ch\$ 20.517 millones, equivalentes a un 4%, que se explica principalmente por:
 - Aumento en Efectivo y equivalentes al efectivo por Ch\$ 77.061 millones, principalmente por una mayor colocación en inversiones en pactos de compras con retroventa por Ch\$ 46.697 millones y depósitos a plazo por Ch\$ 16.354 millones.
 - Aumento en Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes por Ch\$ 13.860 millones, principalmente por mayores saldos por cobrar a Enel Trade S.p.A por Ch\$ 22.301 millones, por operaciones de derivados de commodities, compensado parcialmente por una menor cuenta por cobrar por venta de energía a Enel Distribución Chile por Ch\$ 9.481 millones.
 - Aumento en Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 19.580 millones, principalmente por mayores pagos provisionales mensuales y créditos por utilidades absorbidas por Ch\$ 21.627 millones.
 - Lo anterior se compensa parcialmente por una disminución en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar por Ch\$ 103.035 millones, principalmente por concepto de venta de energía, peajes y combustibles.
- > Los Activos No Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 9.899 millones, que se explica principalmente por:
 - Disminución en las Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por Ch\$ 26.978 millones, originado principalmente por la venta de GNL Quinteros S.A y por la reclasificación de la inversión en

Electrogas S.A. a activos disponibles para la venta. Estas inversiones al cierre de 2015 estaban valorizadas en Ch\$ 17.137 millones y Ch\$ 12.042 millones, respectivamente.

- Disminución de Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 2.879 millones, que corresponde fundamentalmente a las nuevas inversiones del período por Ch\$ 189.259 millones y otros movimientos por Ch\$ 3.910 millones, principalmente explicados por provisiones de desmantelamiento, menos la depreciación del ejercicio por Ch\$ 130.397 millones, el castigo de inversiones realizadas en proyectos hidroeléctricos y térmicos por Ch\$ 34.075 millones, un aumento de provisiones por deterioro por Ch\$ 4.056 millones, asociadas a algunas iniciativas de ERNC y el reconocimiento de provisiones relacionadas a los proyectos Neltume y Choshuenco por Ch\$ 20.459 millones y Ch\$ 3.748 millones., respectivamente.
- Lo anterior se compensa parcialmente por (i) aumento en Otros activos financieros no corrientes por Ch\$ 7.084 millones, que corresponde principalmente a instrumentos derivados de cobertura por Ch\$ 6.817 millones, y (ii) aumento en Otros activos no financieros no corrientes por Ch\$ 8.930 millones, que se explica fundamentalmente por un incremento de Ch\$ 5.118 millones en el stock de repuestos y materiales que se espera utilizar en un horizonte de tiempo superior a 12 meses.
- Disminución en Activos no corrientes clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios por Ch\$ 3.889.706 millones, que corresponde a la baja de activos correspondientes a inversiones extranjeras, clasificadas como mantenidas para distribuir a los propietarios en diciembre de 2015 por Ch\$ 3.889.706 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-16	dic-15	Variación dic 16-dic 15	% Variación dic 16-dic 15
Pasivos Corrientes	555.777	676.092	(120.315)	(18%)
Pasivos No Corrientes	1.114.145	1.207.004	(92.859)	(8%)
Operaciones Discontinuadas	-	1.851.784	(1.851.784)	100%
Patrimonio Neto	1.729.760	3.543.890	(1.814.130)	(51%)
Dominante	1.700.962	2.648.190	(947.228)	(36%)
Minoritario	28.798	895.700	(866.902)	(97%)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	3.399.682	7.278.770	(3.879.088)	(53%)

Los Pasivos Totales y el Patrimonio neto de la compañía, presentan a diciembre de 2016 una disminución de Ch\$ 3.879.088 millones respecto a diciembre de 2015, debido principalmente a:

- > Los Pasivos Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 120.315 millones, equivalentes a un 18%, que se explica principalmente por:
 - Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 136.566 millones, principalmente por pago de préstamo a Enel Américas por Ch\$ 177.747 millones, compensado parcialmente por una cuenta por pagar a Enel Chile S.A., cuyo origen es financiamiento a través de cuenta corriente mercantil, por Ch\$ 35.694 millones.
 - Disminución en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por Ch\$ 19.371 millones, principalmente por una disminución en las cuentas por pagar a proveedores de compra de energía y combustibles por Ch\$ 46.395 millones, compensado parcialmente por un mayor dividendo por pagar por Ch\$ 27.072 millones.
 - Disminución en Otras provisiones corrientes por Ch\$ 9.124 millones, principalmente por el pago de multas por Ch\$ 6.015 millones y menores provisiones por juicios y contingencias por Ch\$ 3.109 millones.
 - Lo anterior se compensa parcialmente por un aumento en Pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 46.973 millones, principalmente impuesto a la renta.
- > Los Pasivos No Corrientes presentan una disminución de Ch\$ 92.859 millones, equivalentes a un 7%, que se explica principalmente por:
 - Disminución de Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 63.181 millones, principalmente explicada

por una disminución en deuda en bonos por Ch\$ 21.414 millones, debido a la apreciación que el peso chileno ha experimentado versus el dólar por Ch\$ 29.178 millones, pago de intereses por Ch\$ 5.417 millones, compensado parcialmente por un mayor reajuste por unidades de fomento por Ch\$ 9.104 millones. Además de una disminución en pasivos por derivados de cobertura por Ch\$ 38.847 millones y leasing financiero por Ch\$ 2.919 millones.

- Disminución de Pasivos por impuestos diferidos por Ch\$ 32.483 millones, principalmente por concepto de depreciación por Ch\$ 28.640 millones.
- Lo anterior se compensa parcialmente por un aumento en Otras provisiones no corrientes por Ch\$ 6.623 millones, por concepto de provisiones de desmantelamiento.
- > El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 1.814.130 millones respecto de diciembre de 2015.
 - La parte atribuible a los propietarios de la controladora disminuyó en Ch\$ 947.228 millones, que se explica por la disminución generada por Otros resultados integrales por Ch\$ 21.700 millones, por la distribución a los propietarios por Ch\$ 1.154.112 millones, que surgió como consecuencia de la división de la Compañía y dividendos por Ch\$ 189.850 millones, compensado parcialmente por el resultado del ejercicio por Ch\$ 472.558 millones.
 - Las participaciones no controladoras disminuyeron en Ch\$ 866.902 millones, que se explican principalmente por la disminución generada por Otros resultados integrales por Ch\$ 64.983 millones y por la distribución a los propietarios por Ch\$ 839.096 millones, compensado parcialmente por el resultado del ejercicio por Ch\$ 48.874 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:

Indicador		Unidad	dic-16	dic-15	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,98	0,68	0,30	44%
	Razón Acida (1)	Veces	0,92	0,63	0,29	46%
	Capital de Trabajo	MM\$	(12.405)	(433.192)	420.787	(97%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,97	1,05	(0,08)	(8%)
	Deuda Corto Plazo	%	33,3%	36,2%	(2,9%)	(8%)
	Deuda Largo Plazo	%	66,7%	63,8%	2,9%	5%
Rentabilidad	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	14,22	11,23	2,99	27%
	Resultado explotación/ingresos explotación	%	26,0%	33,8%	(7,8%)	(23%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	29,8%	14,7%	15,1%	103%
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	15,4%	8,7%	6,6%	76%

(1) (Activo corriente - Inventarios - Pagos anticipados) / Pasivo corriente

(2) EBITDA / (Gastos financieros + Resultados por unidad de reajuste + Diferencias de cambio)

Los indicadores calculados para el ejercicio 2015, se realizaron considerando como si la discontinuación de operaciones no se hubiere realizado.

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio 2016 un flujo neto negativo de Ch\$ 21.044 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de \$)	dic-16	dic-15	Variación dic 16-dic 15	% Variación dic 16-dic 15
de la Operación	559.189	901.214	(342.025)	(38%)
de Inversión	(60.580)	(488.595)	428.015	(88%)
de Financiamiento	(519.653)	(605.785)	86.132	(14%)
Flujo neto del período	(21.044)	(193.166)	172.122	(89%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 559.189 millones, lo que representa una disminución de un 38% respecto de diciembre de 2015. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 2.374.349 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.432.187 millones, pagos de impuestos por Ch\$ 107.229 millones y pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 70.830 millones.

Producto de la materialización de la división de la Compañía, se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de \$ 577 millones de Nuevos Soles Peruanos, aproximadamente (Ch\$ 116.053 millones, aproximadamente). Este impuesto, que se pagó durante el mes de marzo de 2016, se genera porque la Ley del Impuesto a la Renta, en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Generación Chile S.A. poseía en dicho país y que fueron transferidas a Endesa Américas S.A.. La base

de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones. Este desembolso se presenta en "Otras salidas de efectivo".

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 60.580 millones, que se explica principalmente por las incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 194.881 millones, compensado parcialmente por la venta de nuestra asociada GNL Quintero por Ch\$ 132.821 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 519.653 millones. Este flujo está originado principalmente por el pago de préstamos y arrendamientos financieros por Ch\$ 388.613 millones, dividendos pagados por Ch\$ 126.719 millones e intereses pagados por Ch\$ 76.403 millones, compensado por el cobro de préstamos a empresas relacionadas y terceros por Ch\$ 294.759 millones.

Información plantas y equipos por compañía (millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos (incluye discontinuadas)		Depreciación Activo Fijo	
	dic-16	dic-15	dic-16	dic-15
Enel Generación Chile	154.428	230.455	82.213	77.279
Pehuenche	1.092	730	8.665	8.629
GasAtacama Chile	16.766	1.386	14.773	11.448
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. y Filial (1)	-	31.335	24.747	25.981
EASA (Grupo)	6.592	54.351	-	-
Emgesa	12.329	186.496	-	-
Generandes Perú (Grupo)	3.673	21.003	-	-
Total Consolidado	194.880	525.755	130.398	123.337

(1) Con fecha 1 de noviembre de 2016, se perfeccionó la fusión entre Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. y GasAtacama Chile S.A., siendo ésta última la continuadora legal.

II. PRINCIPALES RIESGOS ASOCIADOS A LA ACTIVIDAD DE ENEL GENERACION CHILE

Las empresas del Grupo 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 Generación Chile.

Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

Posición bruta:

	31-dic-16	31-dic-15
Tasa de interés fijo	92,0%	92,0%

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, se contempla, a nivel de flujo de caja, 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 corresponden a swaps de moneda y forwards de tipo de cambio. Igualmente, la política busca refinanciar deuda en la moneda funcional de cada compañía.

Riesgo de “commodities”

El Grupo Enel Generación 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 aminoar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2016 habían operaciones swap vigentes por 3 mill de 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.

Riesgo de liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 18, 19 y anexo N° 4).

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de Ch\$ 114.486 millones en efectivo y otros medios equivalentes y Ch\$ 342.827 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enel Generación Chile presenta una liquidez de Ch\$ 37.425 millones en efectivo y otros medios equivalentes y Ch\$ 142.032 millones en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito

El Grupo Enel Generación 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.

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.

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

Medición del riesgo

El Grupo Enel Generación 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 Ch\$ 73.198 millones.

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.

Otros riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enel Generación Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado o cross default. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de Enel Generación Chile.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Enel Generación Chile, cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de US\$ 50 millones y cuyo monto en mora también excede el equivalente de US\$ 50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de las

líneas de crédito internacionales, las que no se encuentran desembolsadas. Además, estas líneas contienen disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Enel Generación Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 100 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de estos créditos.

Por otro lado, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Enel Generación Chile o de cualquiera de sus filiales chilenas, con un monto de capital que excede los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas, podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee. Mientras que para el caso específico del Yankee emitido en abril 2014, con vencimiento en el 2024, el umbral es de US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Por último, en el caso de los bonos locales y la línea de crédito local de Enel Generación Chile, el pago anticipado de estas deudas, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor o Deudor, es decir, de Enel Generación Chile, no haciendo referencia a sus filiales. En el caso de los bonos locales, el cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda los US\$ 50 millones en una deuda individual, o su equivalente en otras monedas. En el caso de la línea local, el cross default se desencadena si el monto en mora en una deuda excede los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además se cumplen condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Esta línea no ha sido desembolsada.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de Enel Generación Chile por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

III. VALOR LIBRO Y ECONÓMICO DE LOS ACTIVOS

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

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. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.b de los Estados Financieros).

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

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y N°3 de los Estados Financieros.

enel



enelgeneracion.cl