Memoria Anual
Enel Américas
2016

enel

Bolsa de Comercio de Santiago
ENELAM

Bolsa de Nueva York
ENIA

Enel Américas S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., y el 1 de diciembre de 2016 la sociedad pasó a denominarse Enel Américas S.A. Su capital social era de $4.621.809.178 miles al 31 de diciembre de 2016, representado por 58.324.975.387 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas chilenas y en la de Nueva York en forma de American Depositary Receipts (ADR).

Su negocio principal es la explotación, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero, además de invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas.

Sus activos totales ascienden a $11.281.555.506 miles al 31 de diciembre de 2016. Enel Américas controla y gestiona un grupo de empresas que opera en los mercados eléctricos de cuatro países en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Colombia y Perú). En 2016, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a $383.060 millones y el resultado operacional se ubicó en $1.217.155 millones. A fines de 2016, daba ocupación directa a 10.324 personas, a través de sus empresas filiales presentes en Sudamérica.

Memoria Anual
Enel Américas 2016

Índice

> Carta del Presidente 4
> Open Power 10
> Hitos 2016 12
> Principales Indicadores Financieros y de Operación 16
> Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos 20
> Propiedad y Control 26
> Administración 32
> Recursos Humanos 52
> Transacciones Bursátiles 62
> Dividendos 68
> Política de Inversión y Financiamiento para el Ejercicio 2016 74
> Negocios de la Compañía 78
> Inversiones y Actividades Financieras 92
> Factores de Riesgo 102
> Reorganización Societaria 122
> Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica 126
> Descripción del Negocio Eléctrico por País 158
> Cuadro Esquemático de Participaciones 184
> Hechos Relevantes de la Entidad 190
> Identificación de las Compañías Subsidiarias y Asociadas 244
> Declaración de Responsabilidad 260
> Estados Financieros Consolidados 264
> Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados 552
> Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales 594

Carta del Presidente

Estimados accionistas,

Tienen en sus manos la Memoria Anual y Estados Financieros de Enel Américas S.A., correspondientes al ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016. Enel Américas atiende los negocios de generación, transmisión y distribución eléctrica en cuatro países de Latinoamérica (Argentina, Brasil, Perú y Colombia) a través de sus diferentes filiales.

En primer término, quisiera agradecer a los Directores de Enel Américas quienes, en abril de 2016 me entregaron nuevamente la confianza y responsabilidad de presidir la compañía. El ejercicio de 2016 ha sido duro y de grandes cambios, ya que que el negocio eléctrico a nivel mundial muestra una etapa de gran dinamismo y una competencia y exigencia cada vez más elevadas. En este contexto, quiero extender ese agradecimiento a los profesionales, ejecutivos y técnicos de las distintas filiales de la compañía, así como a Luca D´Agnese, Gerente General de Enel Américas, quien ha sabido liderar con acierto a los grandes equipos de la compañía en los distintos desafíos que nos presentó el año.

Hoy, tras el exitoso término de la reestructuración societaria iniciada en 2015, se suman nuevos retos. Debemos consolidar la incorporación de la distribuidora CELG al negocio en Brasil, alcanzar las eficiencias definidas para la compañía en el Plan Estratégico trazado a 2019 y rentabilizar el negocio en Argentina luego que se definiera un nuevo marco regulatorio. En todos estos desafíos intentaremos alcanzar los mejores resultados para nuestros accionistas.

Reestructuración Societaria

En 2015 iniciamos un proceso de reestructuración societaria de la entonces Enersis S.A., que tenía como objetivo simplificar la estructura de la compañía y separar los activos de Chile del resto de la Región. Fue un proceso largo y de una complejidad extrema, que involucró a varias jurisdicciones.

Durante 2016, presidente me tocó encabezar la segunda etapa de la reestructuración, en virtud de la cual en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el pasado 28 de septiembre de 2016, las entonces Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas se fusionaron, por incorporación, a Enersis Américas. Además, ese mismo día los accionistas de la compañía resultante, conscientes del valor que significaba pertenecer a un grupo tan importante a nivel mundial como Enel, aprobaron el cambio de nombre de Enersis Américas a Enel Américas, modificación que hicimos efectiva el 1 de diciembre de 2016 una vez terminado todo el proceso de fusión.

Con motivo de estos cambios, el 1 de diciembre de 2016 Enel Américas dió inicio a la jornada bursátil en la Bolsa de Valores de Nueva York. Participar en el denominado "ring the bell" es un reconocimiento que pocas empresas pueden ostentar, del que estamos muy orgullosos.

Mirando en perspectiva lo ocurrido durante el año, tengo la convicción que el trabajo que se hizo, y las alternativas presentadas a los accionistas

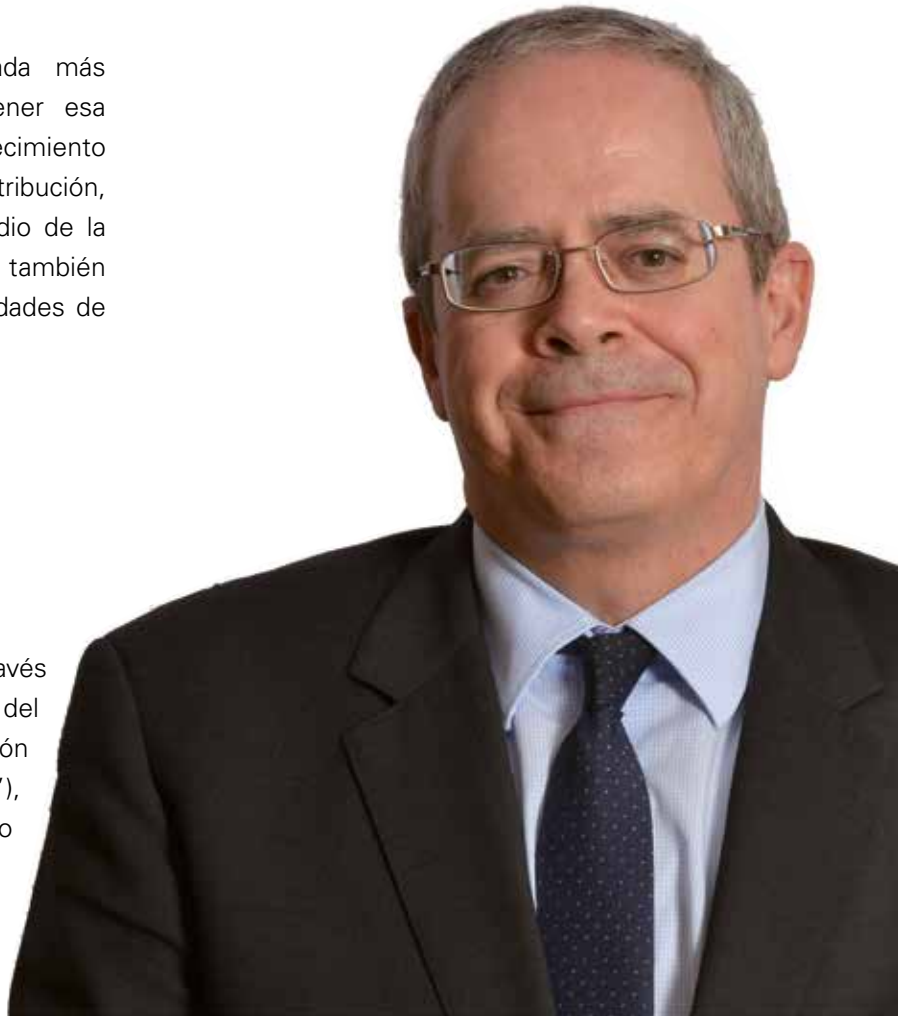
que no quisieron continuar con nosotros en esta nueva sociedad, la OPA y el Derecho a Retiro, constituyeron un proceso no sólo transparente, justo y completamente adecuado a la legalidad, sino además modélico. Como ustedes conocen, el monto pagado a aquellos, ahora ex accionistas, que decidieron hacer uso de alguno de estos dos mecanismos estuvo muy por debajo de los parámetros fijados por la compañía, lo que demuestra que la reestructuración propuesta resultaba completamente positiva para Enel Américas.

Hoy somos la empresa eléctrica privada más importante de la Región, y para mantener esa posición vemos grandes posibilidades de crecimiento en nuestros negocios de generación y distribución, que seguiremos logrando no sólo por medio de la permanente aspiración a la eficiencia, sino también por la búsqueda activa de nuevas oportunidades de compra.

Compra de CELG en Brasil

Durante el segundo semestre de 2016, a través de Enel Brasil, nos adjudicamos el 94,8% del capital social de la empresa de distribución eléctrica, Celg Distribuição S.A. (“CELG”), compañía que opera en el estado brasileño de Goiás cubriendo un territorio de 337 mil kilómetros cuadrados, con una concesión vigente hasta 2045 y 2,9 millones de clientes. Con esta adquisición, la base de clientes de Enel Américas en Brasil aumentó de 7 a 10 millones.

Creemos que esta compra constituye una excelente inversión para la compañía en un país en el que vemos un amplio potencial de crecimiento para los años venideros.



Nuevo Marco Regulatorio en Argentina

En Argentina, durante 2016 se vivió un importantísimo cambio regulatorio en el sector eléctrico, del que resulta una oportunidad para nuestro negocio. Tras un periodo de precios y tarifas congeladas, en febrero de 2016 comenzó a operar un nuevo régimen tarifario con el que se redujeron los subsidios al consumo.

Hemos diseñado un plan de trabajo bastante ambicioso, comprometiendo una inversión de 900 millones de dólares entre 2017 y 2019, de acuerdo con nuestro Plan Estratégico. Buscaremos crear mecanismos para reducir las pérdidas de energía y mejorar nuestras instalaciones, aumentando sustancialmente la calidad del servicio, pensando siempre en nuestros clientes.

Eficiencias y Resultados del Ejercicio

Estimados accionistas, otro de los puntos que hemos definido como clave a partir de 2016 es el plan de eficiencias que estamos impulsando y que redundan en un mejor retorno para la compañía. En 2016 obtuvimos ahorros por 160 millones de dólares, un resultado por encima de las estimaciones iniciales. De ellos, en el negocio de distribución anotamos una reducción de 8%, equivalente a 77 millones de dólares, mientras que en el negocio de generación la caída llegó al 10%, esto es, 24 millones de dólares. Sin embargo, el trabajo que estamos realizando para buscar eficiencias debe continuar. Les recuerdo que, como compañía, nos comprometimos en el Plan Estratégico presentado en noviembre de 2016, a ahorrar 358 millones de dólares a 2019.

En materia de Resultados Financieros del año 2016, y en el marco de un contexto macroeconómico significativamente volátil en la región, quiero destacar la gran solidez financiera que Enel Américas ha demostrado presentando a sus accionistas unos resultados muy positivos en línea con los objetivos que anunciamos el pasado año.

La sociedad cerró su ejercicio con un EBITDA que, depurado de efectos extraordinarios, aumentó en más de un 16% respecto a 2015. En términos de resultado neto, éste se situó en US$844 millones que, aislado de efectos extraordinarios, hubiese supuesto un aumento de casi 24% respecto al año anterior.

También, la robustez de la caja generada por la sociedad ha permitido mantener la atractiva política de dividendos de la compañía en el 50%, lo que supone una distribución de aproximadamente 192.530 millones de pesos con cargo a utilidades del ejercicio.

Termino estas líneas reiterando mi agradecimiento a los Directores, ejecutivos y empleados de Enel Américas por su enorme dedicación y esfuerzo en el año 2016, y reforzando nuestro compromiso para tratar de ser como compañía más eficaces y más útiles a las sociedades a las que servimos.

Francisco de Borja Acha Besga

Presidente

enel

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

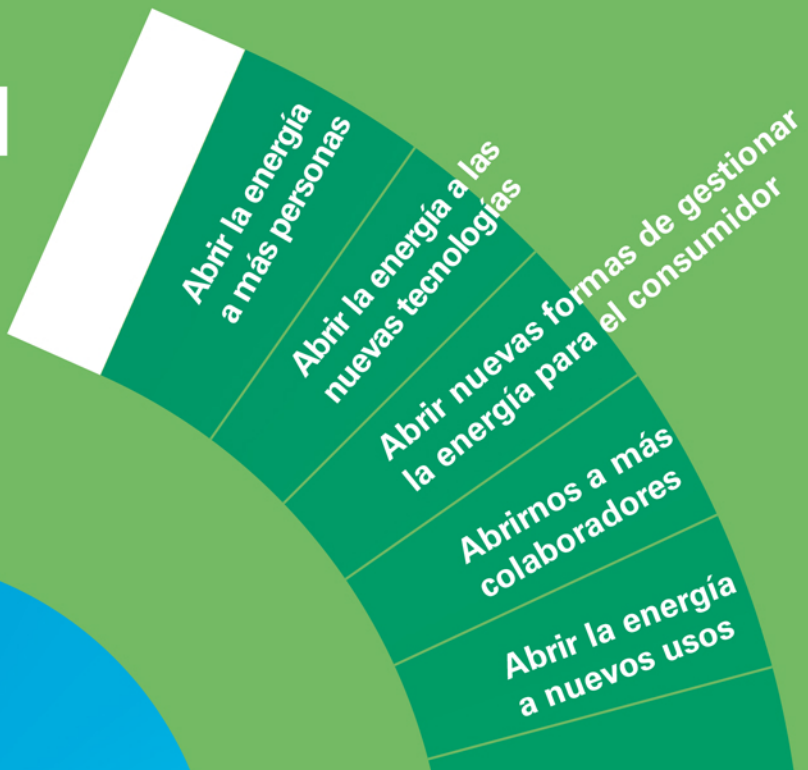
ENEL AMÉRICAS ES **OPEN POWER**

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 Américas asume la responsabilidad de liderar los cambios en el sector energético para lograr un mundo nuevo, sostenible y con el apoyo de las personas.

Este cambio de filosofía se llama Open Power y exige, a Enel Américas y a sus filiales presentes en Perú, Colombia, Brasil y Argentina a, estar abiertos. Hoy, el desafío es abrir la energía a más gente, socios y tecnologías. Implica abrirla a nuevos usos, 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

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

VALORES

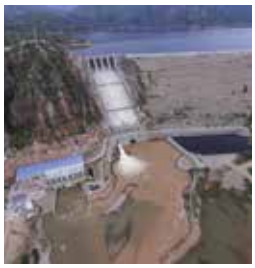
Responsabilidad
Cada uno de nosotros es responsable del éxito del grupo, a todos los niveles. Ponemos nuestra energía al servicio de las personas para mejorar su vida y hacerla más sostenible.

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

El Quimbo reinicia su operación

El 8 de enero Emgesa fue notificada del fallo de Tutela emitido por el Juzgado Tercero Penal de Neiva, que determinó que, de forma transitoria e inmediata la Central Hidroeléctrica de El Quimbo podía volver a operar. Con esta orden, el día 10 de enero de 2016, Emgesa puso en marcha un plan de trabajo para dar cumplimiento con el fallo e iniciar la prestación del servicio público esencial de generación de energía.

Enel Distribución Perú suministrará energía al aeropuerto internacional Jorge Chávez

A partir del 1 de enero de 2016 y por un periodo de 6 años, Enel Distribución Perú comenzó a suministrar energía al aeropuerto internacional Jorge Chávez tras adjudicarse la buena pro del concurso privado gestionado por Lima Airport Partners (LAP).
La empresa eléctrica entrega electricidad con una potencia de 8 MW, con proyecciones de crecimiento hasta 11 MW para el año 2021. Actualmente, el consumo anual del aeropuerto es de 37 GWh.

FEBRERO

Standard & Poor´s asigna "BBB" a Enel Américas

El 3 de febrero 2016, Standard & Poor's clasificó a Enersis Américas (actualmente Enel Américas) asignándole un rating "BBB" con perspectivas estables en escala internacional, esto es "grado de inversión". El rating se ratificó posteriormente el 23 de febrero y el 01 de diciembre 2016.

Perú: 11 Kilómetros de nuevas redes eléctricas en Pisquillo y Tiroler

Los centros poblados Pisquillo (Huaral) y Tiroler (Huacho) ya cuentan con redes eléctricas instaladas por Enel Distribución Perú las que contribuirán a generar progreso y desarrollo a todos los vecinos de estas zonas del Norte Chico.
Con estas redes se atenderá una demanda de 4 MW para clientes agroindustriales de la zona, lo que significará un importante ahorro en sus costos de producción al prescindir del petróleo y, en consecuencia, contribuirán con la sostenibilidad del medio ambiente.

Enel Generación Perú se adjudica proyecto hidroeléctrico en subasta de energías renovables

Enel Generación Perú se adjudicó un contrato de suministro de energía por un periodo de 20 años con el proyecto HER (Hydro Energy Recovery) Huampaní, como parte de la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables.
El proyecto contempla la instalación de dos turbinas sobre el canal de descarga de la central, con una potencia total de 0,7 MW.

Coelce en Brasil recibe Golden Helmet Award

Enel Distribuição Ceará fue premiado por invertir en prácticas de seguridad laboral por MSA - The Safety Company. El reconocimiento tiene como objetivo incentivar a los profesionales y empresas a adoptar acciones para prevenir accidentes laborales, incluyendo el uso de cascos industriales.

En Colombia, Codensa y Terpel suscriben acuerdo para desarrollar puntos de carga eléctrica en estaciones de servicio

Codensa y Terpel suscribieron un acuerdo de intenciones mediante el que trabajarán conjuntamente para contemplar una futura instalación de puntos de carga para vehículos eléctricos en estaciones de servicio Terpel.
Esta iniciativa busca contribuir a que la movilidad eléctrica tenga mayor oportunidad de masificación en segmentos como taxis, vehículos particulares, flotillas empresariales y oficiales permitiendo, a mediano plazo, la recarga de vehículos eléctricos en sitios públicos de diferentes ciudades del país.
El propósito es comenzar en Bogotá, sin perjuicio de extender el proyecto a otras regiones.

MARZO

Emgesa y Codensa logran reducir el consumo de energía en sus oficinas en cerca del 50%

Durante la primera semana de implementación del programa Modo Ahorro, Emgesa y Codensa lograron reducir su consumo de energía en las sedes de trabajo en cerca del 50%. Esta disminución se logra gracias a diferentes iniciativas implementadas al interior de las compañías, dentro de las que se destacó haber comenzado a apagar totalmente las luces de todas sus sedes administrativas a partir de las 6 p.m., exceptuando aquellas donde la operación no lo permita.

Fitch Ratings asigna "BBB" en escala internacional y "AA" en escala nacional a Enel Américas

El 2 de marzo 2016, Fitch Ratings clasificó a Enersis Américas (actualmente Enel Américas) asignándole un rating "BBB" en escala internacional y "AA" en escala nacional. Las perspectivas son estables. El rating se ratificó posteriormente el 28 de septiembre y el 30 de noviembre 2016.

ABRIL

Accionistas de Enel Américas eligieron nuevo Directorio de la compañía

Los accionistas de Enel Américas S.A. en Junta Ordinaria definieron al nuevo Directorio de la compañía el que está compuesto por los señores Borja Acha, José Antonio Vargas, Livio Gallo, Enrico Viale, Hernán Somerville, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat.
Los directores de Enel Américas designaron como presidente de la compañía al señor Borja Acha. Además, el Comité de Directores quedó compuesto por los independientes Patricio Gómez Sabaini, Domingo Cruzat y Hernán Somerville; este último designado como presidente del Comité de Directores.

Feller Rate asigna "AA-" a Enel Américas

El 04 de abril 2016 Feller Rate clasificó a Enersis Américas (hoy Enel Américas) en escala local. El rating asignado fue "AA-" con perspectivas estables. El rating se ratificó posteriormente el 07 de julio 2016.

MAYO

El Directorio de Enel Américas acordó iniciar el proceso de fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enel Américas

Por unanimidad de los directores de la compañía se acordó, el 6 de mayo de 2016, iniciar formalmente el proceso de fusión por absorción, mediante el cual Enel Américas incorporó a Endesa Américas y Chilectra Américas. Además, en dicho directorio se resolvió designar como perito independiente de la Sociedad al señor Rafael Malla Osorio y, como evaluador independiente al Banco Itaú.

JUNIO

Enel Generación Perú abastecerá de energía a la Corporación Furukawa

La suscripción del contrato es por una potencia de hasta 3.65 MW, por un periodo de 10 años.

Furukawa es un grupo empresarial dedicado al rubro del vidrio para la construcción, orientado a las áreas industrial, comercial y de servicios, y que posee cuatro líneas de negocios: distribución, edificaciones, aluminios industriales y decoración.

Coelce en Brasil recibe Abradee Award 2016

Por sexta vez consecutiva, Enel Distribuição Ceará de Brasil fue premiada como la mejor distribuidora de energía en Brasil por Abradee, la Asociación Brasileña de Distribución de Energía Eléctrica.

En la 18ª edición del Premio Abradee, la empresa también obtuvo el primer lugar en la categoría de Responsabilidad Social Corporativa.

Codensa lanza la primera hackaton del sector energético más importante de Colombia

"RETO - E Codensa" fue la primera Hackathon virtual del sector energético en el país, la que convocó a talentos que desarrollen soluciones de hardware o software para contribuir con la eficiencia energética.

Se recibieron 74 propuestas, de ellas, quedaron 15 equipos, donde solo uno fue el ganador del premio principal de 20 millones de pesos colombianos por su propuesta de sistema de iluminación inteligente.

JULIO

Enel Generación Perú vende en más de US$60 millones sus activos de transmisión a Conelsur

Enel Generación Perú y su filial Chinango, pertenecientes al Grupo Enel en Perú vendieron las líneas de transmisión de 220 kV y 60 kV a Conelsur, empresa vinculada a la compañía chilena de capitales canadienses Transelec Rentas Holdings S.A., que ingresa al mercado peruano a través de esta operación.

Los activos adquiridos por Conelsur comprenden 21 líneas de transmisión en 220 kV y 60 kV, que suman un total de 650 kilómetros de longitud.

AGOSTO

Enel Américas llama a Junta Extraordinaria de Accionistas

El Directorio de Enel Américas S.A., por unanimidad de sus miembros, acordó llamar a Junta Extraordinaria de Accionistas para aprobar la fusión de los activos de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas. Además se definió someter a votación el cambio de nombre y razón social de Enersis Américas S.A. por el de Enel Américas S.A.

Enel Américas fijó nuevo precio para OPA

El Directorio de Enel Américas en su sesión del 31 de agosto de 2016 acordó modificar de forma definitiva el precio de la OPA sobre Endesa Américas anunciada en la Junta de Accionistas del 18 de diciembre pasado y fijarlo en $300 pesos por acción. Asimismo el directorio acordó que la OPA se lanzará el 13 de septiembre de 2016.

Codensa recibió el premio Andesco a la Responsabilidad Social Empresarial como Mejor Entorno de Gobierno Corporativo para empresas de servicios públicos y comunicaciones por su iniciativa y gestión de la Oficina Defensor del Cliente

En el marco del XVIII Congreso Andesco de Servicios Públicos, TIC y TV, Codensa recibió el premio como Mejor Entorno de Gobierno Corporativo para empresas de servicios públicos y comunicaciones. Este premio Andesco, que hace 11 años reconoce los esfuerzos de organizaciones colombianas en torno a la Responsabilidad Social Empresarial, fue entregado a la empresa por su programa de Defensor al Cliente, primer y único programa conformado de manera voluntaria por una empresa de servicios públicos en Colombia.

Emgesa ingresa al mercado de derivados energéticos Derivex

Emgesa inició su participación en el mercado Derivex para cubrir sus compras y ventas en la Bolsa de Energía. El mercado Derivex es un sistema donde se realizan operaciones de compra y venta sobre volúmenes y precios de derivados energéticos, negociando un precio y una cantidad fija, para ser entregados en un periodo específico a corto plazo.

SEPTIEMBRE

Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas S.A. aprueba fusión y cambio de nombre a Enel Américas S.A.

El 28 de septiembre de 2016 los accionistas de la entonces Enersis Américas S.A aprobaron, en Junta Extraordinaria de Accionistas, la fusión por absorción de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas.

En la misma Junta se aprobó el cambio de nombre de la compañía de Enersis Américas S.A a Enel Américas S.A

Enel Distribución Perú, líder energético en calidad de servicio

Enel Distribución Perú lidera el ranking en calidad de servicio por tercer año consecutivo según el último informe "Estadística anual sobre calidad de servicio 2015" elaborado por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin).

Este estudio evalúa el desempeño de las 14 distribuidoras de energía peruanas para determinar la calidad en el servicio, de acuerdo al número promedio de cortes y la duración de los mismos.

Premio Melhores da Dinheiro, Revista IstoÉ Dinheiro

Por segundo año consecutivo, Enel Brasil obtuvo el primer lugar del sector energético en el premio As Melhores da Dinheiro, publicado por la revista IstoÉ Dinheiro. Además de ser líder en la industria eléctrica, Enel Brasil también fue reconocida en las categorías de Responsabilidad Social Corporativa, Sostenibilidad Financiera, Gobierno Corporativo e Innovación y Calidad, ocupando el segundo lugar en Recursos Humanos.

El ranking general entre las empresas de las industrias puso al Grupo en la posición 63, mientras que el ranking de 20 grupos más grandes de la lista, ubicó a Enel Brasil en el cuarto lugar.

Plan Piloto de Restauración Ecológica de El Quimbo

Más de 22.000 nuevos árboles de diferentes especies nativas de bosque seco tropical comenzaron a crecer de manera exitosa en el área del Plan Piloto de Restauración Ecológica de la Central Hidroeléctrica El Quimbo.

Codensa ingresa a la era de medición inteligente

Codensa inició el proyecto de medición inteligente más grande del país, siendo éste el primer paso para la digitalización de su sistema de distribución de energía. Por primera vez una empresa de energía colombiana implementa un proyecto de esta magnitud, que pondrá a la ciudad y a los municipios beneficiados a la vanguardia en el uso de las tecnologías al servicio de los clientes.

Codensa implementó novedoso centro de monitoreo del servicio para optimizar la atención a los clientes

Codensa presentó un novedoso Centro de Monitoreo del Servicio, espacio donde se puede monitorear de manera remota y en tiempo real el comportamiento de todos los canales de atención al cliente que tiene la compañía, lo que le permite poner en marcha procesos de contingencia para descongestionarlos y mejorar tiempos de respuesta.

OCTUBRE

Grupo Enel cambia de nombre a sus empresas Edegel, Eepsa y Edelnor en Perú

El pasado 25 de octubre la distribuidora Edelnor pasó a llamarse Enel Distribución Perú. La compañía suministra electricidad a cerca de 1,4 millones de clientes en Lima, equivalente al 20% de participación del mercado. En tanto, Enel Generación Perú y Enel Generación Piura son los nuevos nombres de Edegel y Eepsa respectivamente. Entre las dos generadoras Enel opera en el país una capacidad instalada de más de 1940 MW.

NOVIEMBRE

En Brasil, Ampla y Coelce cambiaron su nombre a Enel

El 8 de noviembre de 2016 las empresas de distribución del Grupo Enel en Brasil, Ampla y Coelce, que operan en Río de Janeiro y Ceará respectivamente, cambiaron de nombre y pasaron a ser Enel Distribuição Rio y Enel Distribuição Ceará. Además, la compañía brasileña de soluciones energéticas de Enel, Pratil, pasó a ser Enel Soluções.

Este cambio de nombre responde a la nueva identidad, filosofía y posicionamiento global del Grupo Enel.

Enel Américas presentó la mejor oferta en la licitación por la distribuidora brasileña CELG

Enel Américas a través de su filial Enel Brasil presentó la mejor oferta financiera para la adquisición de aproximadamente el 94,8% del capital social de Celg Distribuição, empresa que opera en el estado brasileño de Goiás, durante un concurso público organizado por el gobierno brasileño a través del banco nacional de desarrollo BNDES. La oferta financiera fue de 2.187 millones de reales brasileños, aproximadamente USD$ 640 millones.

Enel Generación Perú inauguró subestación Malvinas

Enel Distribución Perú inauguró la Subestación Eléctrica de Transmisión (SET) Malvinas, ubicada en el Centro de Lima.

Edesur inaugura obra de repotenciación de la Subestación Caballito

Con una inversión de $ 110 millones de pesos argentinos, la empresa distribuidora Edesur, realizó el cambio de dos transformadores de 40 MVA por dos de 80 MVA, duplicando la capacidad instalada, 10 nuevos alimentadores y el tendido de 16 km de red de media tensión.

Además, se renovó todo el equipamiento interno por otro de mayor tecnología y un nuevo tablero con dos secciones de 13,2 KV (media tensión). Además se instaló un nuevo vínculo de 132 KV (alta tensión) que abastecerá a esta subestación y dará mayor confiabilidad a la red, beneficiando a unos 124 mil clientes de la zona oeste de la ciudad de Buenos Aires.

DICIEMBRE

Se hace efectiva la fusión y cambio de nombre de Enersis Américas S.A por Enel Américas S.A

El 1 de diciembre de 2016 formalmente se hizo efectiva la fusión por absorción de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas. Ese mismo día y según lo acordado en Junta Extraordinaria de Accionistas del 28 de septiembre de 2016, Enersis Américas pasó a llamarse Enel Américas S.A.

Enel Américas abrió la sesión de bolsa de Nueva York

El 2 de diciembre de 2016, el CEO de Enel, Francesco Starace y el gerente general de Enel Américas, Luca D´Agnese, dieron inicio a la ceremonia de apertura de transacciones en el mayor mercado de valores del mundo, la bolsa de Nueva York.

Con este hito se celebró el fin de un proceso de reorganización societaria el que demoró casi un año y medio, y permitió separar las operaciones desarrolladas en Chile de aquellas que se llevan a cabo en el resto de la región.

Moody´s ratificó la calificación de Enel Américas en "Baa3"

La agencia Moody´s revisó y ratificó la clasificación corporativa de Enel Américas el 30 de diciembre 2016, asignándole un rating "Baa3". Las perspectivas son estables.

Enel Américas S.A concreta el canje de acciones

El 29 de diciembre y a través de un hecho esencial, Enel Américas informó que se hizo efectivo el canje de acciones a los ex accionistas de Chilectra Américas y Endesa Américas. Según lo acordado, por cada título de Chilectra Américas se otorgaron 4 de Enel Américas. En tanto los accionistas de Endesa Américas recibieron, por cada acción, 2,8 papeles de Enel Américas S.A.

En 2016 Emgesa invirtió más de 94 mil millones de pesos colombianos en la modernización y mantenimiento de sus centrales de generación térmica

Con una inversión de más de 94.000 millones de pesos, Emgesa, empresa del Grupo Enel, realizó durante el segundo semestre del año, trabajos de mantenimiento y modernización en las unidades de generación de las Centrales Térmicas Cartagena y Termozipa, las cuales tienen la capacidad de generar juntas, a máxima producción, el 5% de la demanda nacional en un mes promedio.

Las modernizaciones efectuadas en las centrales térmicas permitirán garantizar la confiabilidad de su operación por 20 años más y el suministro permanente de energía para Colombia. También minimizarán cualquier tipo de falla, permitirán hacer mantenimientos predictivos y serán más amigables con el medioambiente, gracias a los sistemas de control implementados.

En Argentina, inauguraron el nuevo centro de control de alta y media tensión

Como parte del Plan de Inversiones previsto por Edesur para 2016, que alcanzó los 2.700 millones de pesos argentinos y con el objetivo de mejorar la calidad de servicio a sus clientes, en diciembre de 2016 se inauguró el Nuevo Centro de Control de Alta y Media Tensión en la sede central de Edesur, en el barrio porteño de Monserrat. Las nuevas instalaciones del sector permitirán agilizar los tiempos de trabajo en la atención de las fallas que pudieran ocurrir en la red eléctrica y acortar los tiempos de respuesta.

Edesur en Argentina realizó mejoras en la Subestación Quilmes

En diciembre Edesur inauguró la repotenciación de la subestación Quilmes. La obra consistió en la instalación de un nuevo transformador de 40 MVA que incrementa la potencia de 120 a 160 MVA, la instalación de 6 nuevos cables alimentadores y el tendido de 35 km. de red de Media Tensión. Además se renovó todo el equipamiento interno por mayor tecnología.

De esta manera, y con una inversión de 133 millones de pesos argentinos, se mejorará la calidad de servicio a unos 130 mil clientes de la zona sur del Gran Buenos Aires.

Principales Indicadores Financieros y de Operación

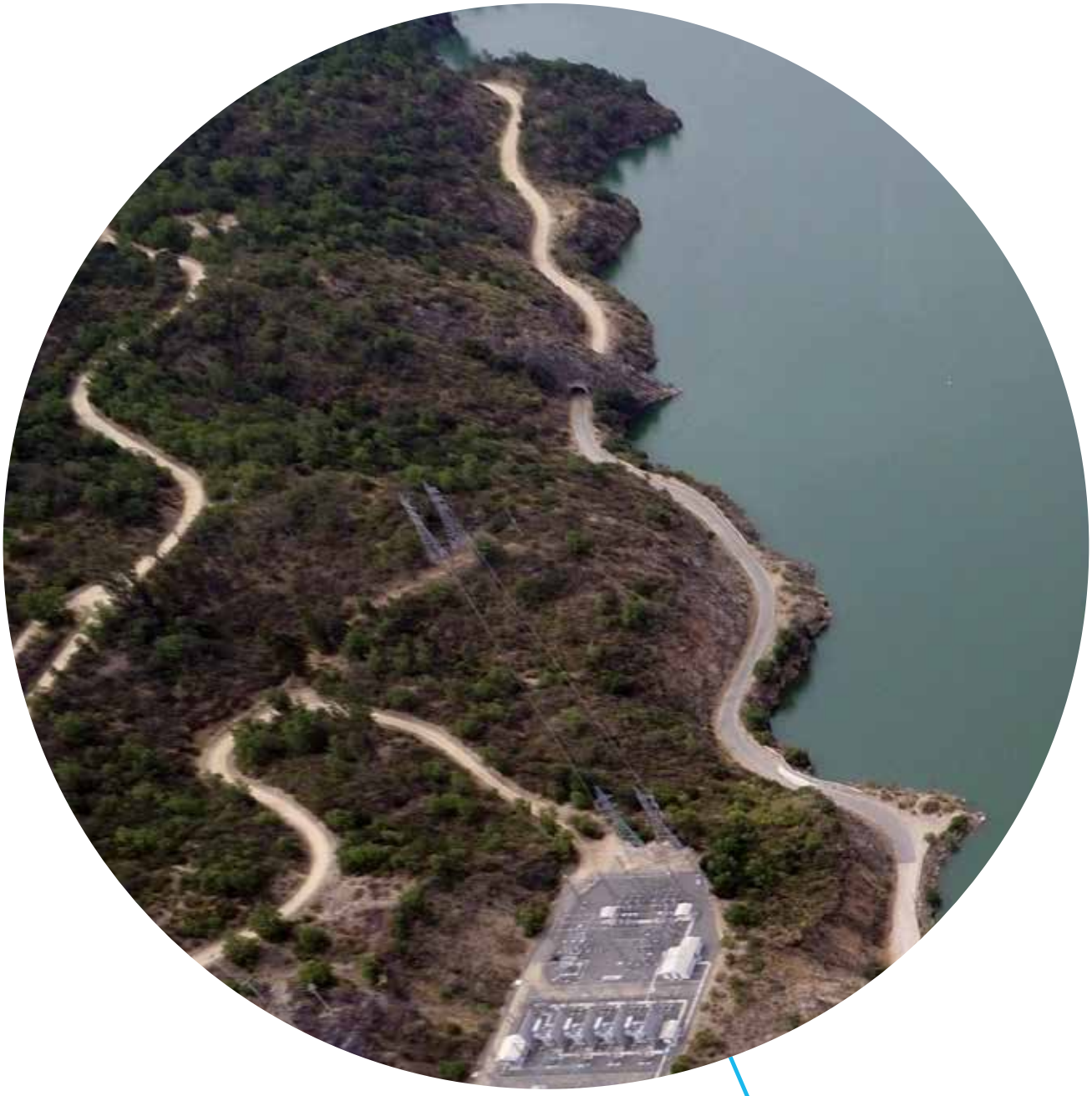
	Al 31 de diciembre de cada año (cifra en millones de pesos nominales)(1)					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Activo total	**13.733.871**	**13.317.834**	**15.177.664**	**15.921.322**	**15.449.154**	**11.281.556**
Pasivo exigible total	**6.837.717**	**6.354.065**	**6.670.199**	**7.642.104**	**7.259.346**	**6.006.307**
Ingresos de explotación	6.534.880	6.577.667	6.264.446	7.253.876	5.301.440	5.197.286
Ebitda	**2.127.368**	**1.982.924**	**2.251.489**	**2.300.020**	**1.615.112**	**1.643.369**
Resultado neto(2)	375.471	377.351	658.514	610.158	661.587	383.060
Índice de liquidez	1,03	0,99	1,31	1,23	1,01	1,25
Coeficiente de endeudamiento(3)	0,99	0,91	0,78	0,92	0,65	1,14

	Al 31 de diciembre de cada año					
Negocio de generación	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ARGENTINA						
Número de trabajadores	473	501	628	645	657	632
Número de unidades generadoras	20	20	25	25	25	29
Capacidad instalada (MW)	3.652	3.652	4.522	4.522	4.522	4.537
Energía eléctrica generada (GWh)	10.713	11.207	14.422	14.390	15.204	13.124
Ventas de energía (GWh)	11.381	11.852	16.549	15.276	15.770	13.312
BRASIL						
Número de trabajadores	202	197	200	208	194	185
Número de unidades generadoras	13	13	13	13	13	13
Capacidad instalada (MW)	987	987	987	987	987	992
Energía eléctrica generada (GWh)	4.129	5.183	4.992	5.225	4.398	3.665
Ventas de energía (GWh)	6.828	7.291	6.826	7.108	6.541	9.448
COLOMBIA						
Número de trabajadores	498	517	563	589	484	551
Número de unidades generadoras	30	30	29	32	36	36
Capacidad instalada (MW)	2.914	2.914	2.925	3.059	3.459	3.509
Energía eléctrica generada (GWh)	12.051	13.251	12.748	13.559	13.705	14.952
Ventas de energía (GWh)	15.112	16.304	16.090	15.773	16.886	18.015
PERÚ						
Número de trabajadores	247	263	316	324	292	310
Número de unidades generadoras	25	25	27	27	27	27
Capacidad instalada (MW)	1.668	1.657	1.842	1.949	1.983	1.977
Energía eléctrica generada (GWh)	8.980	8.570	8.489	9.062	8.801	8.698
Ventas de energía (GWh)	9.450	9.587	9.497	9.916	9.283	9.800
TOTAL						
Número de trabajadores	1.420	1.478	1.707	1.766	1.627	1.678
Número de unidades generadoras	88	88	94	97	101	105
Capacidad instalada (MW)	9.221	9.210	10.276	10.517	10.951	11.014
Energía eléctrica generada (GWh)	35.873	38.211	40.651	42.236	42.108	40.439
Ventas de energía (GWh)	42.771	45.034	48.962	48.073	48.480	50.575

Negocio de distribución	Al 31 de diciembre de cada año					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
ARGENTINA						
Ventas de energía (GWh)(4)	17.233	17.338	18.137	17.972	18.492	18.493
Número de clientes	2.388.605	2.388.675	2.444.013	2.464.117	2.479.559	2.504.558
Pérdidas de energía	10,50%	10,6%	10,80%	10,75%	12,30%	12,04%
Número de trabajadores	2.849	2.948	3.320	3.823	4.142	4.290
Clientes / trabajadores	838	810	736	645	596	584
BRASIL						
Ventas de energía (GWh) (4)	19.193	20.694	21.767	22.842	22.776	22.809
Número de clientes	5.867.888	6.050.522	6.301.582	6.500.500	6.754.327	6.943.600
Pérdidas de energía	16,20%	16,30%	16,10%	16,42%	17,30%	16,10%
Número de trabajadores	2.496	2.382	2.370	2.415	2.348	2.244
Clientes / trabajadores	2.351	2.540	2.659	2.732	2.877	3.237
COLOMBIA						
Ventas de energía (GWh) (4)	12.857	13.364	13.342	13.660	13.946	13.632
Número de clientes	2.616.909	2.712.987	2.686.919	2.772.376	2.865.159	3.248.447
Pérdidas de energía	8,10%	7,50%	7,00%	7,19%	7,30%	7,10%
Número de trabajadores	1.101	1.127	1.036	1.043	947	1.337
Clientes / trabajadores	2.377	2.407	2.594	2.658	2.771	2.430
PERÚ						
Ventas de energía (GWh) (4)	6.572	6.863	7.045	7.338	7.624	7.780
Número de clientes	1.144.034	1.203.061	1.254.624	1.293.503	1.336.610	1.367.044
Pérdidas de energía	8,20%	8,20%	7,90%	7,95%	8,30%	7,80%
Número de trabajadores	550	607	616	619	570	620
Clientes / trabajadores	2.080	1.982	2.037	2.090	2.191	2.216
Total						
Ventas de energía (GWh) (4)	55.855	58.259	60.291	61.812	62.838	62.714
Número de clientes	12.017.436	12.355.245	12.687.138	13.030.496	13.435.655	14.063.649
Promedio Pérdidas de energía	10,75%	10,65%	10,45%	10,58%	11,3%	10,76%
Número de trabajadores	6.996	7.064	7.342	7.900	8.007	8.491
Clientes / trabajadores	1.718	1.749	1.728	1.649	1.678	1.656

(1) Cifras contables de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la SVS.
(2) Corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.
(3) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.
(4) Por cambios de criterio, no se incluye consumos no facturables (CNF) para los años 2014, 2015 y 2016.

Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos



Identificación de la Compañía

Nombre o razón social	Enel Américas S.A.(1)
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	94.271.000-3
Dirección	Santa Rosa Nº 76, Santiago, Chile
Código postal	833-009 SANTIAGO
Teléfonos	(56-2) 2353 4400 - (56-2)2 378 4400
Casilla	1557, Santiago
Inscripción Registro de Valores	Nº 175
Auditores externos	Ernst & Young
Capital suscrito y pagado (M$)	4.621.809.178
Sitio web	www.enelamericas.com
Correo electrónico	comunicacion.enelchile@enel.com
Teléfono Relación con Inversionistas	(56-2) 2353 4682
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENELAM
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	ENIA
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

(1) En Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 28 de septiembre de 2016 se acordó el cambio de su denominación social, pasando de Enersis Américas a ser Enel Américas S.A., cambio que se efectivo el 1 de diciembre de 2016.

Documentos Constitutivos

La sociedad que dio origen a Enel Américas S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., según consta en escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada en la notaría de Santiago de don Patricio Zaldívar Mackenna y modificada por escritura pública el 13 de julio del mismo año, extendida en la misma notaría. Se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos por Resolución N°409-S del 17 de julio de 1981, de la Superintendencia de Valores y Seguros. El extracto de la autorización de existencia y aprobación de los estatutos fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.099 N° 7.269, correspondiente al año 1981 y se publicó en el Diario Oficial el 23 de julio de 1981. A la fecha, los estatutos sociales de Enel Américas han sido objeto de diversas modificaciones.

Con fecha 1 de agosto de 1988, la sociedad pasó a denominarse "Enersis S.A."

En abril de 2015 Enersis S.A. inició un proceso de reorganización societaria. Como parte de este proceso, el 18 de diciembre de 2015 se llevó a cabo una Junta Extraordinaria de Accionistas donde los accionistas de Enersis S.A. aprobaron la primera etapa de la reorganización denominada "La División". Como consecuencia de la misma, se aprobó la división de la compañía, creándose "Enersis Chile S.A." como vehículo único de control de los activos de generación y distribución que tiene el grupo en Chile y, la entonces Enersis S.A pasó a denominarse "Enersis Américas S.A.", controlando los negocios en los otros países de la región (Argentina, Perú, Brasil y Colombia). La División consta en escritura pública de 8 de enero de 2016, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 4013 N°2441, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial con fecha 22 de enero de 2016, y su rectificación fue inscrita en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 10.743 N°6.073, correspondiente al año 2016 y publicada en el Diario Oficial de 10 de febrero de 2016.

Con fecha 28 de septiembre de 2016 se llevaron a cabo las Junta Extraordinarias de Accionistas de Enersis Américas S.A. y de sus filiales Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. En las tres juntas se aprobó, entre otras materias, la segunda etapa del plan de reorganización societaria denominado "La Fusión". Como consecuencia de ésta, Enersis Américas S.A., como sociedad absorbente, adquirió todos los activos y pasivos de las filiales Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A., sucediéndola en todos sus derechos y obligaciones e incorporándose a Enersis Américas S.A. la totalidad de los accionistas y patrimonio de Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A.

Además, se acordó que una vez concretada la Fusión, el 1 de diciembre de 2016, Enersis Américas S.A pasaría a llamarse "Enel Américas S.A.". Dicha junta fue reducida a escritura pública de 18 de octubre de 2016, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 79.974 N°43.179, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial con fecha 29 de octubre de 2016.

Objeto Social

El objeto social de la Sociedad consta en texto refundido aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 28 de octubre de 2016, formalizada por escritura pública de 18 de octubre de 2016, otorgada en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 79.974 N°43.179, correspondiente al año 2016 y publicado en el Diario Oficial con fecha 29 de octubre de 2016.

La Sociedad tendrá como objeto realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. Tendrá también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y coligadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes: (i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, (ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía, (iii) las telecomunicaciones e informática, y (iv) negocios de intermediación a través de Internet. En el cumplimiento de su objeto principal la Sociedad desarrollará las siguientes funciones:

a) Promover, organizar, constituir, modificar, disolver o liquidar sociedades de cualquier naturaleza, cuyo objeto social sea relacionado a los de la Sociedad.
b) Proponer a sus empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse.
c) Supervisar la gestión de sus empresas filiales.
d) Prestar a sus empresas relacionadas, las filiales y coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas relacionadas, filiales y coligadas servicios gerenciales; de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño.

Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta de Accionistas, la Sociedad podrá invertir en:

Primero. La adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.

Segundo. Toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.

Propiedad y Control

Estructura de Propiedad

Estructura de Propiedad

El capital de la compañía se divide en 58.324.975.387 acciones (este número incluye las 872.333.871 acciones en autocartera), sin valor nominal, todas de una misma y única serie.

Al 31 de diciembre de 2016, se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Enel Latinoamérica S.A.	19.794.583.473	33,94%
Enel Iberoamérica S.R.L.	9.967.630.058	17,09%
Administradoras de Fondos de Pensiones	8.364.037.354	14,34%
ADR´S (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la SVS)	5.631.047.778	9,65%
Fondos de Inversión Extranjeros	194.337.382	0,33%
Bancos Custodios por cta. de terceros	8.630.884.059	14,80%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	3.179.779.653	5,45%
Otros Accionistas	2.562.675.630	4,39%
Total Acciones	**58.324.975.387**	**100,00%**

Identificación de los Controladores

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, Enel Américas S.A. es controlada por Enel S.p.A., sociedad italiana, a través de la sociedad española Enel Iberoamérica, S.R.L., con un 51,0282% de las acciones emitidas por Enel Américas S.A., Enel Sp.A controla el 100% de Enel Iberoamérica, S.R.L.

Accionistas de Enel S.p.A

Ministero dell'Economia e delle Finanze de Italia	23,6%
Inversionistas institucionales	54,0%
Inversionistas Retail	22,4%
Total	**100,0%**

https://www.enel.com/en-gb/investors/shareholders

Los miembros del controlador no tienen acuerdo de actuación conjunta.

Nómina de los Doce Mayores Accionistas de la Compañía

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Américas era propiedad de 24.587 accionistas. Los doce mayores accionistas eran:

Nombre o Razón Social	Rut	Numero de Acciones	Participación
Enel Latinoamérica S.A. (1)	59.072.610-9	19.794.583.473	33,94%
Enel Iberoamérica S.R.L. (1)	59.206.250-K	9.967.630.058	17,09%
Citibank N.A. segun Circular 1375 S.V.S.	59.135.290-3	5.631.047.778	9,65%
Banco de Chile por Cuenta de Terceros no Residentes	97.004.000-5	4.108.765.679	7,04%
Banco Itaú Corpbanca por Cta de Inversionistas Extranjeros	97.023.000-9	2.508.359.677	4,30%
Banco Santander por Cuenta de Inv Extranjeros	97.036.000-K	1.696.564.437	2,91%
AFP Provida S.A. para Fdo. Pensión C	76.265.736-8	1.545.089.684	2,65%
AFP Capital S A Fondo de Pensión Tipo C	98.000.000-1	944.688.502	1,62%
AFP Cuprum S A para Fdo. Pensión C	76.240.079-0	903.572.660	1,55%
AFP Habitat S.A. para Fdo. Pensión C	98.000.100-8	785.483.441	1,35%
Enel Américas S.A. (2)	94.271.000-3	742.504.179	1,27%
AFP Provida S.A. para Fdo. Pensión B	76.265.736-8	490.138.454	0,84%
Subtotal Doce Mayores Accionistas		49.118.428.022	84,22%
Otros 24.575 accionistas		9.206.547.365	15,78%
TOTAL 24.587 ACCIONISTAS		**58.324.975.387**	**100,00%**

(1) "Por escritura pública de 20 de diciembre de 2016, otorgada ante don Andrés Domínguez Nafría, Notario de Madrid y de su Colegio Notarial, se formalizó un acuerdo adoptado el 19 de diciembre de 2016 entre Enel Latinoamérica, S.A. y Enel Iberoamérica, S.R.L., consistente en la fusión por absorción de la primera por la segunda entidad, extinguiéndose así Enel Latinoamérica, S.A. y pasando Enel Iberoamérica, S.R.L. a ser su continuadora legal en todos sus derechos, obligaciones y todas sus relaciones con terceros, para todos los efectos legales. La fusión quedó debidamente inscrita en el Registro Mercantil de Madrid con fecha 13 de enero de 2016 y en esa fecha quedó registrada en el Registro de Accionistas de la Compañía, si bien los efectos de la inscripción en el referido Registro Mercantil de Madrid se retrotraen a la fecha del asiento de presentación, el cual tuvo lugar el pasado 21 de diciembre de 2016."

(2) Corresponde a las acciones generadas producto de la Oferta Pública de Adquisición de Acciones de Endesa Américas por Enel Américas S.A.

Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad

Al 29 de diciembre de 2016, la sociedad pasó de tener 49.092.772.762 acciones a 58.324.975.387 debido a la concreción del canje de las acciones de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enel Américas, producto de "La Fusión" de estas tres compañías. Por lo tanto, debido a que el registro accionario al 31 de diciembre de 2016 no es comparable con el registro del año anterior, los cambios de mayor importancia mostrados a continuación sólo corresponden a los principales cambios institucionales:

Nombre o Razón Social	Rut	Dv	N° de Acciones al 31/12/2015	N° de Acciones al 31/12/2016	Variación %	Variación Número de Acciones
Enel Latinoamérica S.A.	59.072.610	9	19.794.583.473	19.794.583.473	-6,38%	0
Enel Iberoamérica SRL	59.206.250	K	9.967.630.058	9.967.630.058	-3,21%	0
Citibank N.A. según Circular 1375 S.V.S.	59.135.290	3	4.984.301.300	5.631.047.778	-0,50%	646.746.478
AFP Provida S.A.	76.265.736	8	1.740.805.548	2.623.011.837	0,95%	882.206.289
Banco de Chile por Cuenta de Terceros no Residentes	97.004.000	5	2.499.152.073	4.108.765.679	1,95%	1.609.613.606
AFP Habitat S.A.	98.000.100	8	1.541.930.759	1.481.560.005	-0,60%	-60.370.754
AFP Capital S.A.	98.000.000	1	1.119.381.465	1.878.800.411	0,94%	759.418.946
AFP Cuprum S A	98.001.000	7	1.166.861.779	1.804.422.529	0,72%	637.560.750
Banco Itaú por Cuenta de Inversionistas Extranjeros	76.645.030	K	1.407.046.008	2.508.359.677	1,43%	1.101.313.669
Banco Santander por Cuenta de Inv Extranjeros	97.036.000	K	1.195.688.888	1.696.564.437	0,47%	500.875.549
Bolsa Electronica de Chile Bolsa de Valores	96.551.730	8	20.179.829	584.304	-0,04%	-19.595.525
Banchile C. De B. S.A.	96.571.220	8	314.569.242	450.500.908	0,13%	135.931.666

Transacciones Bursátiles Efectuadas por Personas Relacionadas durante los años 2015 y 2016

Accionista	RUT	Comprador/ Vendedor	Fecha de Transacción	Número de Acciones Transadas	Precio Unitario Transacción (Pesos)	Monto Total de la Transacción (Pesos)	Objeto de la Transacción	Relación con la Sociedad
Francisco Fernandez Morande	7.006.374-3	Comprador	09/11/2015	2.796	178,78	499.869	Inversión Financiera	Relacionado Director

Síntesis de Comentarios y Proposiciones del Comité de Directores y de los Accionistas

No se recibieron en Enel Américas S.A. comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2016 por parte del Comité de Directores o accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo establecido en el Art. 74 de la Ley N°18.046 y 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

Administración

Directorio

1. PRESIDENTE
Francisco de Borja Acha Besga
Licenciado en Derecho Universidad Complutense de Madrid
DNI: 05263174-S
A partir de 28.04.2016

2. VICEPRESIDENTE
José Antonio Vargas Lleras
Licenciado en Derecho
Universidad Colegio Mayor del Rosario, Colombia
Cédula de ciudadanía: 79.312.642
A partir de 28.04.2016

3. DIRECTOR
Enrico Viale
Licenciado en Ingeniería
Universidad Politécnica de Turín
MBA Escuela de Negocios
Universidad de Santa Clara
DNI: AU 2580379
A partir de 28.04.2016

4. DIRECTOR
Livio Gallo
Ingeniería Electrónica
Universidad Politécnica de Milán
DNI: AV 0246369
A partir de 28.04.2016

5. DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Abogado
Universidad de Chile
Master of Comparative Jurisprudence
Universidad de NewYork
Rut: 4.132.185-7
A partir de 28.04.2016

6. DIRECTOR
Domingo Cruzat Amunaegui
Ingeniero civil Industrial
Universidad de Chile
MBA The Wharton School de la Universidad de Pennsylvania
Rut: 6.989.304-K
A partir de 28.04.2016

7. DIRECTOR
Patricio Gomez Sabiani
Licenciado en Administración de Empresas
George Mason University, Virginia
Master en Administración de Empresas
George Washigton University, Washington DC
Pasaporte: 16941675N
A partir de 28.04.2016

Enel Américas es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los que permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El Directorio fue elegido en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016. De conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas, si se produjere la vacancia de un director, 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. No se contempla la existencia de miembros suplentes.

En los últimos dos años también fueron directores de Enel Américas:

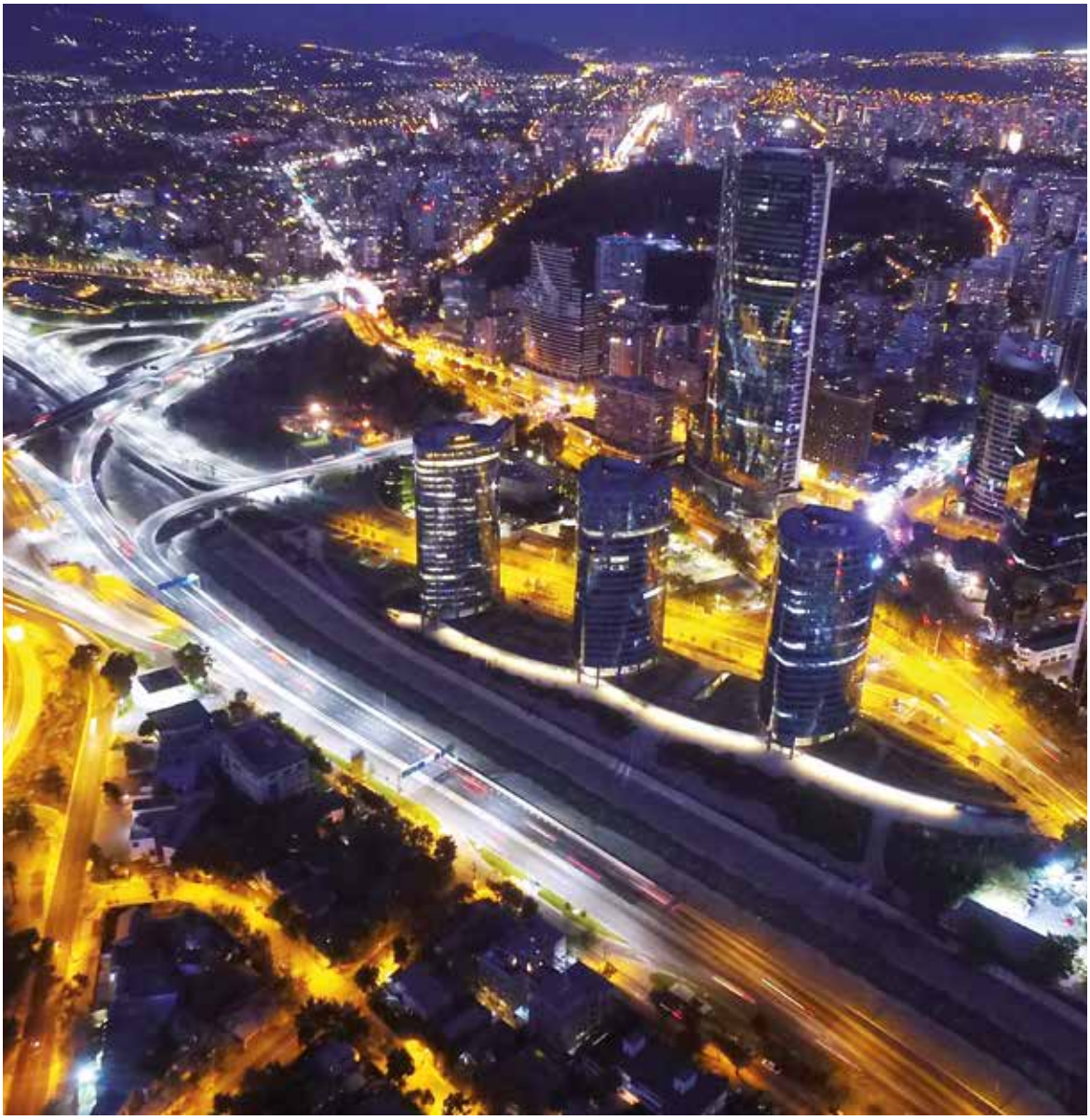
Francesco Starace
Vicepresidente del Directorio
Ingeniero Nuclear
Universidad Politécnica de Milán
Pasaporte: YA5358349

Francesca Di Carlo
Director
Graduada en Economía
Universidad La Sapienza, Roma
Pasaporte: AA2224406

Alberto De Paoli
Director
Licenciado en Economía
Universidad La Sapienza, Roma
Pasaporte: YA4226864

Rafael Fernández Morandé
Director
Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 6.429.250-1

Herman Chadwick Piñera
Director
Abogado
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 4.975.992-4



Remuneraciones del Directorio y del Comité de Directores

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 28 de Abril de 2015, acordó la remuneración que corresponde al Directorio y Comité de Directores de Enel Américas para el ejercicio 2016. La remuneración del Directorio consiste en una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio.

A modo de anticipo, se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, imputable a la remuneración variable anual referida.

La remuneración del Comité de Directores consiste en una remuneración variable anual equivalente al cero coma once mil setecientos sesenta y cinco por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio. A modo de anticipo, se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, imputable a la remuneración variable anual referida.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante 2016 fue de $381.870.270 y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante el año 2015 fue de $ 564.993.635 y se detalla en la siguiente tabla. El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

2016

Montos en Ch$ Nombre	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Retribución Variable	TOTAL 2016
Francisco de Borja Acha	Presidente						
Jose Antonio Vargas Lleras	VicePresidente						
Livio Gallo	Director						
Enrico Viale	Director						
Herman Somerville Senn (1)	Director	$ 56.262.623	$ 36.099.761	$ 18.751.800	$ 12.031.368	0	$ 123.145.552
Domingo Cruzat Amunategui (1)	Director	$ 42.372.841	$ 29.303.277	$ 14.124.280	$ 9.767.896	0	$ 95.568.294
Patricio Gomez Sabaini (1)	Director	$ 42.372.841	$ 29.303.277	$ 14.124.280	$ 9.767.896	0	$ 95.568.294
Rafael Fernandez Morandé (2)	Director	$ 18.552.388	$ 6.796.484	$ 6.181.721	$ 2.263.471	0	$ 33.794.064
Hernán Chadwick (2)	Director	$ 18.552.388	$ 6.796.484	$ 6.181.721	$ 2.263.471	0	$ 33.794.064
Total General		**$ 178.113.081**	**$ 108.299.283**	**$ 59.363.802**	**$ 36.094.102**		**$ 381.870.268**

(1) Los señores Hernan Somerville S., Domingo Cruzat A. y Patricio Gomez S., asumen sus cargos en el Directorio Enel Américas en el mes de abril del 2016.
(2) El señor Hernán Chadwick Piñera y el señor Rafael Fernandez Morandé, desempeñaron sus respectivos cargos en el Directorio hasta el mes de abril de 2016

2015

Montos en Ch$ Nombre	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Retribución Variable	TOTAL 2015
Borja Acha Besga	Presidente						
Jorge Rosenblut	Presidente	37.873.751	35.951.085			4.036.727	77.861.563
Pablo Yrarrázaval	Presidente					20.183.636	20.183.636
Francesco Starace (1)	Vicepresidente						
Borja Prado Eulate	Director	14.934.046	12.192.881			18.165.273	45.292.200
Andrea Brentan	Director	9.956.031	9.759.798			3.027.545	22.743.375
Leonidas Vial Echeverría	Director					14.784.561	14.784.561
Alberto Di Paoli (1)	Director						
Rafael Fernández Morandé	Director	47.112.130	38.080.805	15.326.923	15.955.804	17.741.473	134.217.135
Carolina Schmidt Zaldivar	Director	15.186.844	16.326.667	4.692.396	3.113.832	2.956.913	42.276.652
Hernán Somerville Senn	Director	47.112.130	36.390.861	15.326.923	15.955.804	17.741.473	132.527.191
Francesca Di Carlo (1)	Director						
Herman Chadwick Piñera	Director	31.925.286	21.754.139	9.135.550	12.292.348		75.107.322
Total general		**204.100.218**	**170.456.236**	**44.481.792**	**47.317.788**	**98.637.601**	**564.993.635**

(1) Los señores Borja Acha, Francesco Starace, Alberto de Paoli y Francesca di Carlo, renunciaron al pago de remuneración por sus posiciones actuales como directivos de la Grupo Enel.

Diversidad en el directorio

Número de personas por género:	
Femenino	0
Masculino	7
Total general	**7**

Número de personas por nacionalidad:	
Chilena	2
Española	1
Argentina	1
Colombiana	1
Italiana	2
Total general	**7**

Número de personas por rango de edad:	
Entre 41 y 50 años	0
Entre 51 y 60 años	4
Entre 61 y 70 años	2
Mayor a 70 años	1
Total general	**7**

Número de personas por antigüedad:	
Menos de 3 años	6
Mas de 12 años	1
Total general	**7**

Gastos en Asesoría del Directorio

Durante el año 2016, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Propiedad sobre Enel Américas

Al 31 de diciembre de 2016, según el Registro de Accionistas, ninguno de los directores vigentes presentaba propiedad sobre la compañía.

Comité de Directores

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas, Enel Américas S.A. cuenta con un Comité de Directores compuesto de tres miembros, que tienen las facultades y deberes contemplados en dicho artículo y los delegados por el Directorio que constan en el Reglamento del Comité de Directores.

Al primero de enero de 2016 integraban el Comité de Directores de Enersis S.A., actual Enel Américas S.A., don Hernán Somerville Senn (independiente), don Herman Chadwick Piñera (independiente) y don Rafael Fernández Morandé (independiente), siendo su presidente y experto financiero don Hernán Somerville Senn y secretario del Comité de Directores don Domingo Valdés Prieto, fiscal de Enersis S.A.

En sesión ordinaria de Directorio de fecha 29 de abril de 2016 fueron designados miembros del Comité de Directores los señores Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. Experto financiero del Comité de Directores fue designado don Hernán Somerville Senn.

Por su parte, en sesión ordinaria del Comité de Directores de fecha 29 de abril de 2016, el señor Hernán Somerville Senn fue designado presidente del Comité de Directores y el señor Domingo Valdés Prieto, fiscal de la compañía, secretario del mismo.

Informe Anual de Gestión del Comité de Directores

El Comité de Directores ha sesionado 21 veces durante 2016, incluida la presente sesión.

Durante el ejercicio 2016 el Comité de Directores ha abordado las materias de su competencia, dando cabal cumplimiento a las obligaciones dispuestas en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.

1.- Estados Financieros Consolidados

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016, por unanimidad, se declararon examinados los Estados Financieros Consolidados al 31 de diciembre de 2015, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como los informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas sobre el particular. Asimismo, el Comité de Directores resolvió reiterar que dos veces al año Ernst & Young debe emitir una opinión explícita y específica acerca de las provisiones sobre litigios y derivados.

En sesión extraordinaria de 6 de mayo de 2016, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 31 de marzo de 2016, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes.

En sesión ordinaria de 27 de julio de 2016, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de junio de 2016, sus Notas, Análisis Razonado, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión de los Auditores Externos emitida" sin salvedad" con fecha 27 de julio de 2016, firmada por don Emir Rahil, socio de Ernst & Young. Al tratarse el tema, los socios de Ernst & Young, que expusieron sobre la misma, expresaron también que respecto de provisiones por derivados y litigios, no habían identificado situaciones especiales y que ello era parte integrante de las revisiones que siempre realizan con motivo de una auditoría externa.

En sesión extraordinaria de 6 de mayo de 2016, acordó declarar examinados los Estados Financieros proforma elaborados bajo IFRS que se incorporan en el "Registration Statement on Form F-4" que se presentará ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, con el fin de cumplir con las normas y requerimientos emanados de dicha autoridad pública relacionados con la emisión de valores en dicho país, así como recomendar al Directorio su aprobación.

En sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de junio de 2016, sus Notas, Análisis Razonado, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión de los Auditores Externos emitida" sin salvedad" con fecha 5 de agosto de 2016, emitida por don Emir Rahil, socio de Ernst & Young, para todos los efectos necesarios respecto de la fusión prevista en la reorganización societaria entonces en curso. Se trataba de los mismos Estados Financieros Consolidados previamente examinados en sesión de fecha 27 de julio de 2016, pero con una "Opinión de Auditoría", emitida por parte de los Auditores Externos, Ernst & Young.

En la misma sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016, el Comité de Directores declaró examinados los Estados de Situación Financiera Consolidados Pro-Forma de Fusión de Enersis Américas al 30 de junio de 2016, así como sus respectivas notas explicativas.

En sesión extraordinaria de 4 de noviembre de 2016, el Comité de Directores declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 30 de septiembre de 2016, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes y la carta relativa a operaciones entre partes relacionadas.

En sesión ordinaria de 29 de abril de 2016, el Comité de Directores declaró revisado el Formulario 20-F y los Estados Financieros Consolidados de la Compañía contenidos en él, a efectos de su presentación ante la Securities and Exchange Commision de los Estados Unidos de Américas, con el fin de cumplir con las normas y requerimientos emanados de dicha autoridad pública relacionados con la emisión de valores en dicho país.

En sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016, el Comité de Directores declaró examinados: (1) la versión actualizada del Formulario 20-F y los Estados Financieros Consolidados

y auditados para efectos locales de la Compañía, contenidos en él, para ser presentados ante la Securities and Exchange Commisssion de los Estados Unidos de América, (2) la actualización del "Registration Statement of Form F-4" para su presentación ante la referida Securities and Exchange Commisssion con el fin de cumplir con las normas y requerimientos emanados de esa autoridad pública relacionados con la Fusión de sociedades emisoras de valores en dicho país, el registro de valores de la Compañía ante dicha entidad, bajo la Securities Act de 1933 y sus modificaciones, como producto de la Fusión, incluyendo los American Depositary Shares que representan acciones ordinarias de la Compañía, así como para solicitar las exenciones que se encuentren disponibles bajo la Securities Act para ciertos requisitos de registro establecidos por la misma ley y normativa estadounidense, en particular la exención contenida en la Regla 802 de la Securities Act de 1933; (3) la versión actualizada de la documentación referida para el cumplimiento de la Rule 13 e-3 para ser presentada ante la Securities and Exchange Commission, con el fin de cumplir con las normas y requerimientos emanados de esa autoridad pública relacionados con la fusión en el marco de la operación de reorganización societaria.

En todos estos casos los acuerdos se aprobaron por unanimidad de los miembros del Comité de Directores.

2.- Situación del Registro ante la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América

En sesión extraordinaria de 10 de marzo de 2016, el Comité de Directores dio por examinada la Situación del Registro ante la SEC de los Estados Unidos de América, en atención a lo expuesto por el socio de Ernst & Young, señor Emil Rahil.

3.- Examen de servicios a ser prestados por Auditores Externos

En sesiones ordinarias de fechas 29 de enero, 26 de febrero, 23 de marzo, 28 de junio, 31 de agosto, 29 de septiembre y 28 de octubre, todos de 2016; y en sesiones extraordinarias de fechas 6 de mayo, 5 de julio y 5 de agosto de 2016, se analizaron los servicios a ser prestados por auditores externos, que no sean de auditoría externa y no recurrentes; y, se acordó declarar que no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa. Ello, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045, de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores.

Cabe señalar que estos acuerdos se adoptaron por unanimidad de los miembros del Comité de Directores, salvo en el caso de los servicios de auditoría externa para el proceso de División y Fusión en al año 2016, tratado en la sesión de fecha 29 de enero de 2016, en que el Director Rafael Fernández Morandé votó en contra.

4.- Examen de contratos interempresas

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016, se declaró examinada la suscripción de un contrato de prestación de servicios entre Enersis Américas S.A., actual Enel Américas S.A., como receptora de los servicios y Enersis Chile S.A., actual Enel Chile S.A., como prestadora de los mismos, declarando que dicha operación contribuía al interés social de Enersis Américas S.A. y se ajustaba en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecían en el mercado al tiempo de su aprobación, para lo cual se tuvo a la vista el informe emitido por PricewaterhouseCoopers. Se acordó establecer que Enersis Américas S.A. contará con una persona de alto nivel ejecutivo, que sea un Compliance Officer que informe al Comité de Directores y al Directorio cada tres meses acerca de la calidad y estándares bajo los cuales se está prestando cada uno de los grupos de servicios objeto de esos contratos. Asimismo, que el contrato incluya una cláusula de término para el evento que el Directorio considere que las respectivas prestaciones de servicios no se han ajustado a los estándares y protocolos propios de una compañía de tal magnitud; por último, que se verifique que la exigibilidad y los términos del contrato en caso de incumplimiento sean de mercado, en el sentido que sean equivalentes a un contrato celebrado con un tercero que no tuviese relación alguna con este grupo empresarial y que cuente con una cláusula arbitral CAM.

El Director Rafael Fernández Morandé manifestó que votaba en contra de declarar examinado el contrato expuesto. Los demás miembros del Comité de Directores votaron todos a favor.

En la misma sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016, el Comité de Directores declaró examinada la suscripción de un contrato de prestación de servicios entre Enersis Américas S.A., actual Enel Américas S.A., como prestadora

de los servicios y Enersis Chile S.A., actual Enel Chile S.A., como receptora de los mismos, declarando que dicha operación contribuía al interés social de Enersis Américas S.A. y se ajustaba en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecían en el mercado al tiempo de su aprobación, para lo que se tuvo a la vista el informe emitido por PricewaterhouseCoopers.

En sesión ordinaria de 31 de mayo de 2016 el Comité de Directores declaró examinada una operación de préstamo entre Enersis Américas S.A., actual Enel Américas S.A., como parte acreedora y Enel Brasil S.A., como parte deudora, y que la operación contribuye al interés social y que su precio, términos y condiciones serán examinados en la oportunidad correspondiente.

En sesión ordinaria de 28 de junio de 2016, el Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar examinado el contrato de servicios entre Enersis Américas y Enersis Chile, cuya presentación fue efectuada por el Gerente de Administración, Finanzas y Control, Sr. Javier Galán Allué, en su calidad de Compliance Officer de los mencionados servicios.

En sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016 el Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en el otorgamiento de un préstamo intercompañías por parte de Enersis Américas S.A., hoy Enel Américas S.A., a Endesa Américas, hoy fusionada por absorción en Enel Américas S.A., con cargo a la Cuenta Corriente Mercantil (CCM) entre dichas compañías ya existentes; que constituye una operación entre partes relacionadas atendido que tiene lugar entre matriz y filial y que se rige por el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, que la operación contribuye al interés social y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado; y declarar, además, que atendido el monto de la operación y lo poco habitual de la misma, no queda comprendida en la política de habitualidad de la Compañía.

En sesión ordinaria de 28 de octubre de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinada la operación entre partes relacionadas consistente en el otorgamiento de garantías por parte de Enersis Américas S.A., hoy Enel Américas S.A., para su filial Ampla Energía y Servicos S.A. a favor de un fondo a ser creado para los efectos de la cesión de créditos por el Banco Credit Agricole, que contribuye al interés social y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado, que la garantía se halla sujeta a la condición de que Enersis Américas continúe siendo controladora de Ampla. En sesión ordinaria de 20 de diciembre de 2017, el Comité de Directores, de la misma forma acordó declarar examinados los contratos celebrados y las nuevas condiciones referidas de la operación antes descrita, declarando que el ajuste de condiciones que no implica una modificación de fondo en los términos examinados por el Comité de Directores en la sesión de 28 de octubre de 2016, en cuanto contribuye al interés social y en cuanto a que el precio, términos y condiciones resultan ajustados a los que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación.

En sesión ordinaria de 20 de diciembre de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinada la operación de aumento de capital propuesto en Enel Argentina S.A. consistente en la aportación de las participaciones sociales de propiedad de Enel Américas en Edesur S.A., Yacilec S.A., Enel Generación El Chocón S.A., Enel Generación Costanera S.A., Enel Trading Argentina S.R.L. y Central Dock Sud S.A., utilizando para estos efectos la valoración de dichas participaciones sociales realizada por el evaluador independiente, y declarar que esta operación constituye una operación entre partes relacionadas que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enel Américas S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación, para lo cual se ha tenido a la vista el informe emitido al efecto por el evaluador independiente.

5.- Supervisión y Evaluación de los Auditores Externos

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016 se acordó, por unanimidad, calificar de razonable el trabajo de los Auditores Externos de la Compañía, Ernst and Young, realizado durante el ejercicio 2015.

6.- Informe de Auditores Externos sobre giro bancario y correduría de dinero

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016 el Comité de Directores acordó, por unanimidad, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso del informe de Correduría de Dinero y Giro Bancario preparado por los Auditores Externos, Ernst & Young, de fecha 26 de febrero de 2016.

7.- Examen de Carta de Control Interno Oficio Circular N°422 SVS

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016 el Comité de Directores acordó dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno de fecha 26 de febrero de 2016, preparada por Ernst & Young, para dar cumplimiento a la normativa emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), sobre el particular.

El acuerdo se adoptó con el solo voto en contra del Director Rafael Fernández Morandé.

8.- Examen por Auditores Externos de Materias Previstas en NCG N°385

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016 y en sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016, por unanimidad, se declararon examinados con los Auditores Externos las materias contenidas en el numeral 1 d) de la Norma de Carácter General N° 385 de la SVS, y se declaró que no se había producido ninguna de las materias indicadas en los acápites ii, iii y v del referido numeral.

9.- Honorarios Auditores Externos ejercicio 2015

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016 el Comité de Directores acordó, por unanimidad, aprobar los honorarios pagados por las empresas del Grupo Enersis durante el ejercicio 2015 a las distintas firmas de Auditoría Externa que ésta emplea.

10.- Contrato entre Enersis Américas S.A. y Ernst & Young para ejercicio 2016

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinado y aprobado el contrato o carta compromiso a suscribirse entre Enersis Américas S.A., hoy Enel Américas S.A., y los Auditores Externos Ernst & Young.

11.- Proposición de Auditores Externos

En sesión ordinaria de 23 de marzo de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó, proponer al Directorio que se sugiera a Junta Ordinaria de Accionistas el siguiente orden de prelación para la designación de la firma de auditoría externa de Enersis Américas, actual Enel Américas S.A. para el año 2016: 1° E&Y; 2° RSM; 3° PKF y 4° KPMG. Los fundamentos considerados relevantes para proponer en primer lugar a E&Y como auditor externo de Enersis Américas S.A., hoy Enel Américas S.A., son los siguientes: (i) presentó la propuesta más competitiva de acuerdo a las evaluaciones técnicas y económicas verificadas sobre las propuestas recibidas; (ii) cuenta con una alta cualificación en la calidad de recursos disponibles y tiene amplia experiencia en el sector eléctrico; (iii) es una de las cuatro firmas de auditoría más importantes a nivel internacional y nacional, y (iv) es la empresa auditora con mayor nivel de sinergia para Enersis Américas S.A., ya que las sociedades matrices y controladoras de Enersis Américas S.A. tienen a E&Y como su auditor principal.

12.- Proposición de Clasificadores Privados de Riesgo

En sesión de ordinaria de 26 de febrero de 2016, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, proponer al Directorio de la Compañía que sean sugeridas en la Junta de Accionistas respectiva las empresas Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada como clasificadores de riesgo nacional y las firmas Fitch Ratings, Moody's Investors Service y Standard & Poors International Rating Services como clasificadores privados de riesgo internacional para el ejercicio 2016.

13.- Designación de evaluador independiente y desarrollo de su labor

En sesión extraordinaria de 16 de mayo de 2016, por unanimidad, se resolvió designar a Credicorp Asesorías Financieras S.A. ("Credicorp Capital") como evaluador independiente en relación con la Fusión y con un ámbito de trabajo propio de un evaluador independiente, según resulta definido por el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, a efectos que aquél emita un informe en los términos del artículo 147 de la referida Ley. Asimismo, se resolvió solicitar al Fiscal de la Compañía la emisión de un hecho esencial dando cuenta de la mencionada designación y del alcance del encargo.

En sesión ordinaria de 31 de mayo de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, tomó conocimiento de las presentaciones del evaluador independiente para la Fusión, Credicorp (IM Trust), sobre las metodologías de evaluación, el cronograma de trabajo que se desarrollará para la prestación de los servicios y los medios que se

dispondrán para tales efectos, y, asimismo, determinar con claridad el objeto del encargo que se le encomienda, con arreglo a lo que indica la ley.

En sesión ordinaria de 28 de junio de 2016 el Comité de Directores, por unanimidad, tomó conocimiento de la presentación del evaluador independiente Credicorp (IM Trust), sobre el estado de avance de la evaluación independiente.

En sesión ordinaria de 27 de julio de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, tomó conocimiento de la presentación del evaluador independiente Credicorp (IM Trust).

En sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinado y recibido el informe definitivo de Credicorp (IM Trust) sobre la Fusión, en los términos prescritos por el artículo 146 de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

14.- Informe del Comité de Directores sobre Fusión

En sesión extraordinaria de 12 de julio de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó efectuar sesión extraordinaria el día 18 de julio de 2016, a fin de continuar avanzando en la elaboración del informe que emitirá en relación con la fusión y sus actos accesorios.

En sesión extraordinaria de 18 de julio de 2016, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, aprobar el estado de avance del borrador del informe destinado a dar cuenta de la operación de fusión entre Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas. Asimismo, acordó que el Gerente de Administración, Finanzas y Control remitiría una nueva versión del informe a los integrantes del Comité, a fin de continuar con el proceso de elaboración del mismo.

En sesión extraordinaria de 1 de agosto de 2016, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, efectuar una sesión extraordinaria el 5 de agosto de 2016, para tratar el informe que el Comité de Directores, en cuanto órgano colegiado, emitirá en relación con la fusión de las sociedades Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, de conformidad con lo previsto en el artículo 50 bis de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas.

En sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016, el Comité de Directores evacuó su informe referido a la fusión, en su calidad de operación entre partes relacionadas, elaborado de conformidad a lo preceptuado por el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas.

15.- Informe sobre resultado de OPA y derecho de retiro

En sesión extraordinaria de 4 de noviembre de 2016, el Gerente de Administración, Finanzas y Control, efectuó una presentación dando cuenta del resultado de la OPA, incluyendo la "tender offer" efectuada en los Estados Unidos de América y del Derecho de Retiro.

16.- Plan de Auditoría Externa 2016

En sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó tomar conocimiento de la exposición realizada por el socio de Ernst & Young, señor Emir Rahil y por el socio de la misma empresa, señor Emiliano Colmenares, sobre estado de avance del Plan de Auditoría Externa para el año 2016.

17.- Análisis de denuncias al Canal Ético

En sesión ordinaria de 23 de marzo y en sesión extraordinaria de 5 de agosto, ambas de 2016, el Comité de Directores emitió su parecer sobre cada una de las denuncias presentadas, entregando directivas a seguir para cada una de éstas y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido que corresponderá al Presidente del Comité de Directores realizar una convocatoria a sesión extraordinaria de este órgano en el evento que una denuncia así lo justifique, a juicio del mismo Presidente del Comité.

18.- Autoevaluación sobre Control Interno

En sesión ordinaria de 27 de julio de 2016, por unanimidad, el Comité de Directores acordó declarar examinadas las estructuras y procedimientos de Autoevaluación sobre el Control Interno.

19.- Política de Riesgos y Matrices de Riesgos

En sesión ordinaria de 29 de enero de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó dar por examinada la matriz de riesgo de la Compañía desde la perspectiva del Negocio y la exposición sobre los temas contemplados en el acápite 1 e) de la Norma de Carácter General N°385 de la SVS, efectuada por el Gerente de Riesgos

de la Compañía. Asimismo, se resolvió que la Política de Gestión de Riesgos sea expuesta en una próxima sesión, incorporando las diversas observaciones efectuadas.

En sesión ordinaria de de 26 de febrero de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad acordó dar por examinada la Matriz de Riesgos de la Compañía relativa a los procedimientos de Auditoría Interna.

En sesión ordinaria de 23 de marzo de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó dar por examinada la Política de Riesgos de Enersis Américas S.A. y sus filiales.

20.- Examen del sistema de remuneraciones y planes de compensación de gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía

En sesión ordinaria de 31 de agosto de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía.

21.- Otras materias/varios

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016, el Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, manifestó la necesidad que el Directorio se constituya en uno o más de los países en los cuales la sociedad tiene filiales relevantes y que ello tenía por finalidad dar cumplimiento adecuado a la función que, como "holding", le corresponde a Enersis Américas respecto de los diversos países en los cuales tiene inversiones significativas.

El director señor Rafael Fernández Morandé señaló, a su vez, que consideraba como una tarea y deber del Comité de Directores que la compensación que el Directorio de Enersis Américas por mayoría de sus miembros aprobó a favor de Endesa correspondiente a los costos tributarios que le significa la división debía ser analizada por el Comité de Directores Añadió que lo mismo planteaba respecto del contrato entre Enersis Américas y el banco depositario Citibank, puesto que consideraba esta última una operación entre partes relacionadas.

El gerente general observó que la compensación mencionada por el director Fernández Morandé ya había sido considerada una operación entre partes relacionadas por los órganos societarios de la Compañía, ante lo cual el Presidente del Comité de Directores manifestó que él había entendido lo mismo, esto es, que una vez revisados los costos tributarios se presentaría un texto de contrato. Por lo anterior, el Presidente del Comité de Directores procedió a solicitar al Gerente de Administración, Finanzas y Control, señor Javier Galán Allué, que presentara para la próxima sesión un detalle de los mencionados costos tributarios.

En esta misma sesión, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó tomar conocimiento de la presentación relativa a la situación general que enfrenta la filial Ampla en la actualidad y señalar a la Gerencia de Administración, Finanzas y Control, que debería continuar analizando esta materia. De la misma forma, el Comité declaró examinados los términos de la fianza y codeuda solidaria de Enersis Américas, actual Enel Américas S.A., a favor de la filial Ampla, visto que la Gerencia de Administración, Finanzas y Control había acreditado que los términos obtenidos son los mejores disponibles para una transacción de esta naturaleza, declarando que la operación está en condiciones de mercado y es conveniente al interés social.

En sesión ordinaria de 23 de marzo de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinada la sentencia emitida con fecha 22 de marzo de 2016 por la Ilustre Corte de Apelaciones de Santiago, en el proceso judicial que había iniciado la AFP Habitat mediante la interposición de un recurso de reclamación por ilegalidad contra el Oficio Ordinario N°15.443 emitido por la Superintendencia de Valores y Seguros y replicado en los Oficios Ordinarios N°15.454 y N°15.455, todos de fecha 20 de julio de 2015. La referida sentencia judicial acogió parcialmente el recurso de reclamación, toda vez que había considerado que las divisiones de Enersis S.A., Endesa Chile y Chilectra S.A., ya aprobadas por las respectivas juntas extraordinarias de accionistas de fecha 18 de diciembre de 2015 se habían ajustado a derecho y no requerían complementarse con la aplicación del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas sobre operaciones entre partes relacionadas. Por contraste, señaló que dicha sentencia había acogido el recurso de reclamación antes indicado en cuanto que la fusión de Enersis Américas S.A., Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., deberán regirse por el Título IX sobre fusión de sociedades anónimas a la vez que por el Título XVI sobre operaciones con partes relacionadas y solicitar a la Gerencia de la Compañía un análisis de la forma de compatibilización del Título IX sobre la fusión de sociedades anónimas con el Título XVI sobre operaciones con partes relacionadas, para el evento que ninguna de las partes en litigio interponga un recurso de queja en tiempo y forma.

En sesión extraordinaria de 6 de mayo de 2016, el Presidente del Comité de Directores, señor Hernán Somerville Senn, recordó al Gerente General y al Gerente de Administración, Finanzas y Control la importancia de la inscripción de Enersis Américas S.A., actual Enel Américas, en el índice de sustentabilidad de la Bolsa de Comercio de Valores de Santiago.

De esta forma, y según se da cuenta en este informe, el Comité de Directores ha dado cumplimiento cabalmente a las obligaciones dispuestas en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.

Gastos del Comité de Directores de Enel Américas S.A.

El Comité de Directores no hizo uso del presupuesto de gastos de funcionamiento aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2016.

El Comité de Directores, durante el Ejercicio 2016, Examinó las siguientes Operaciones Entre Partes Relacionadas (OPR)

En sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016, el Comité de Directores acordó por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Fernández Morandé, declarar examinada la suscripción de un contrato de prestación de servicios entre Enersis Américas S.A., actual Enel Américas S.A., como receptora de los servicios y Enersis Chile S.A., actual Enel Chile S.A., como prestadora de los mismos, declarando que dicha operación contribuía al interés social de Enersis Américas S.A. y se ajustaba en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecían en el mercado al tiempo de su aprobación, para lo cual tuvo a la vista el informe emitido por PricewaterhouseCoopers.

En la misma sesión ordinaria de 26 de febrero de 2016, el Comité de Directores acordó por la mayoría de sus miembros y con el voto en contra del director Fernández Morandé, declarar examinada la suscripción de un contrato de prestación de servicios entre Enersis Américas S.A., actual Enel Américas S.A., como prestadora de los servicios y Enersis Chile S.A., actual Enel Chile S.A., como receptora de los mismos, declarando que dicha operación contribuía al interés social de Enersis Américas S.A. y se ajustaba en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecían en el mercado al tiempo de su aprobación, para lo cual se tuvo a la vista el informe emitido por PricewaterhouseCoopers.

En sesión ordinaria de 31 de mayo de 2016 el Comité de Directores declaró por unanimidad examinada una operación de préstamo entre Enersis Américas S.A., actual Enel Américas S.A., como parte acreedora y Enel Brasil S.A., como parte deudora, indicando que la operación contribuye al interés social y que su precio, términos y condiciones serán examinados en la oportunidad correspondiente.

En sesión extraordinaria de 5 de agosto de 2016 el Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en el otorgamiento de un préstamo intercompañías por parte de Enersis Américas S.A., hoy Enel Américas S.A., a Endesa Américas, hoy fusionada por absorción en Enel Américas S.A., por un monto de hasta 240.000 millones de pesos chilenos, con cargo a la Cuenta Corriente Mercantil (CCM) entre Enersis Américas y Endesa Américas ya existente; indicando que la operación contribuye al interés social y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado.

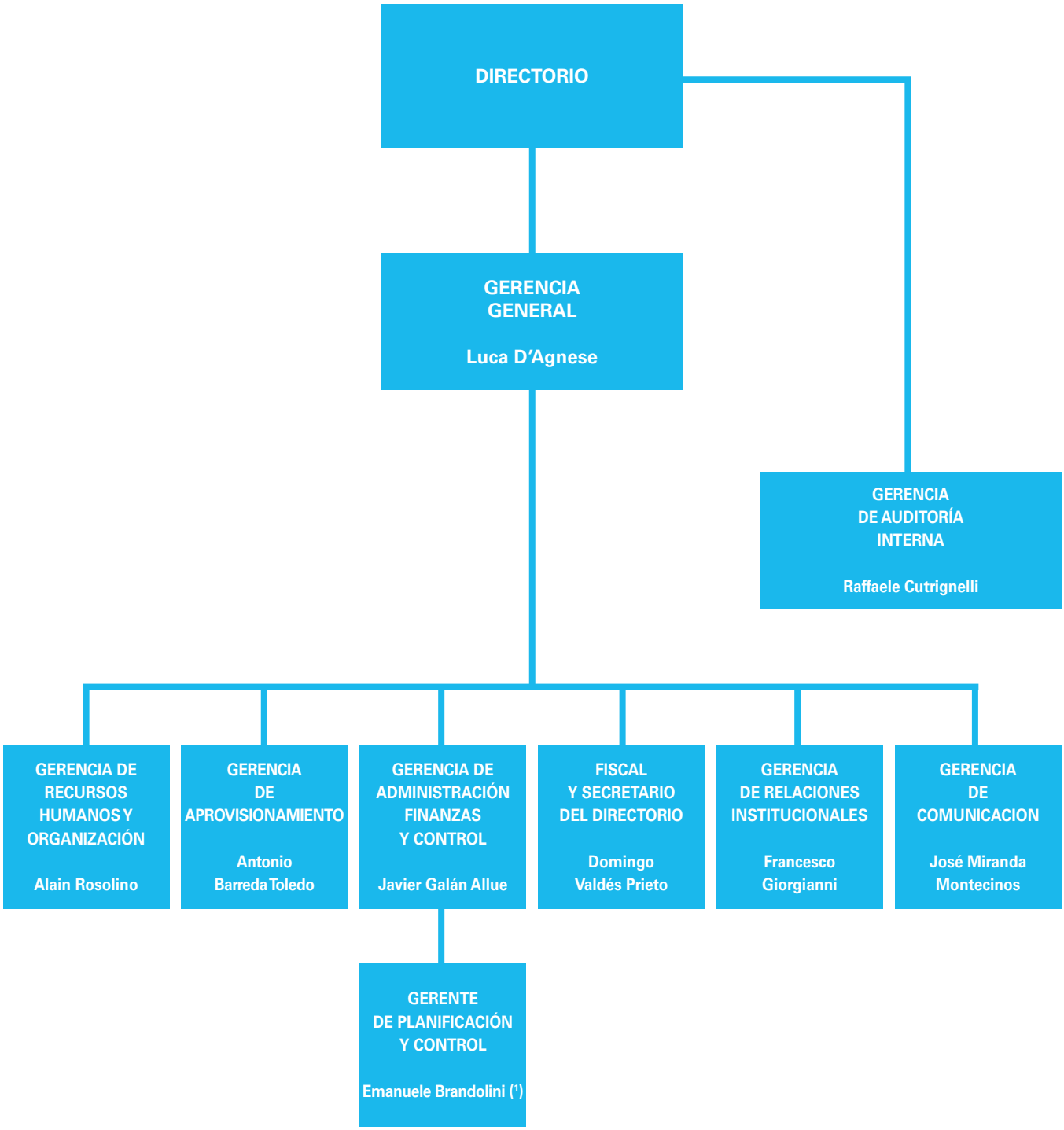
En sesión ordinaria de 28 de octubre de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinada la operación entre partes relacionadas consistente en el otorgamiento de garantías por parte de Enersis Américas S.A., hoy Enel Américas S.A., para su filial Ampla Energía y Servicos S.A. por un monto de 4,5 MMEUR (aprox. 5,5 MMUSD), a favor de un fondo a ser creado para los efectos de la cesión de créditos por el Banco Credit Agricole, indicando que la operación contribuye al interés social y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado. La garantía se halla sujeta a la condición de que Enersis Américas continúe siendo controladora de Ampla.

En sesión ordinaria de 20 de diciembre de 2016, el Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros acordó

declarar examinadas, en el contexto de la operación entre partes relacionadas ya examinada en sesión de fecha 28 de octubre de 2016, nuevas condiciones referidas de la operación de cesión de facturas de Ampla, confirmando que la operación contribuye al interés social y que el precio, términos y condiciones resultan ajustados a los que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación.

En sesión ordinaria de 20 de diciembre de 2016, el Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinada la operación de aumento de capital propuesto en Enel Argentina S.A. consistente en la aportación de las participaciones sociales de propiedad de Enel Américas en Edesur S.A., Yacilec S.A., Enel Generación El Chocón S.A., Enel Generación Costanera S.A., Enel Trading Argentina S.R.L. y Central Dock Sud S.A., utilizando para estos efectos la valoración de dichas participaciones sociales realizada por el evaluador independiente, y declarar que esta operación constituye una operación entre partes relacionadas que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enel Américas S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación, para lo cual se ha tenido a la vista el informe emitido al efecto por el evaluador independiente.

Estructura Organizacional



Principales Ejecutivos

1. GERENTE GENERAL
Luca D'Agnese
Graduado en Física
Scuola Normale Superiore de Pisa
Master in Business Administration Escuela de Negocios de INSEAD
Rut: 24.910.349-7
A partir de 29.01.2015

2. GERENTE RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN
Alain Rosolino
Licenciado en Administración de Negocios
Universidad LUISS
Rut: 24.166.243-8
A partir de 28.04.2016

3. GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Raffaele Cutrignelli
Licenciatura en Negocios Internacionales
Nottingham Trent University (Reino Unido).
Master en Auditoría y Controles Internos
Universidad de Pisa (Italia)
Certificados en Estrategia, Innovación, Dirección y Liderazgo
Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT).
Rut: 25.553.336-3
A partir de 01.10.2016

4. GERENTE DE COMUNICACIONES
José Miranda Montecinos
Comunicador Audiovisual Instituto Profesional DUOC UC
Diplomado Habilidades Directivas, Universidad de Chile Estudios de Emprendimiento Corporativo e Innovación Abierta, Berkeley University
Rut: 15.307.846-7
A partir de 29.02.2016

5. GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES
Francesco Giorgianni
Abogado
Universidad de Roma La Sapienza
Rut: 24.852.388-3
A partir de 15.12.2014

6. GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Francisco Javier Galan Allue
Economista
Universidad Complutense de Madrid
Master in Business Administration Instituto de Empresas de Madrid
Rut 24.852.381-6
A partir de 15.12.2014

7. GERENTE DE APROVISIONAMIENTO
Antonio Barreda Toledo
Ingeniero Ejecución Electricista
Universidad de Santiago de Chile
Diplomado en Administración de Empresas (ESAE)
P. Universidad Católica de Chile
Master in Business Administration
P. Universidad Católica de Chile
Rut: 7.625.745-0
A partir de 29.01.2015

8. FISCAL Y SECRETARIO DEL DIRECTORIO
Domingo Valdés Prieto
Abogado
Universidad de Chile
Master of Laws Universidad de Chicago
Rut: 6.973.465-0
A partir del 30.04.1999

9. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Emanuele Brandolini
Ingeniero Industrial – Licenciado en Ingeniería con un with full marks (especialista en Gestión y Economía)
Università degli Studi Tor Vergata, Rome (Italy)
Master en Administración de negocios
SDA BOCCONI, Milan (Italy)
Rut 25.625.052-7

(1) Emanuele Brandolini asumió el 01.01.2017 en reemplazo de Marco Fadda.

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 $3.325 millones de retribución fija y $224 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 $4.110 millones de retribución fija y $802 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 el año 2016, el monto fue de $5.221 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

Planes de Incentivo a los Gerentes y Principales Ejecutivos

Enel Américas 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. Los bonos que se les entregan consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Indemnizaciones Pagadas a los Gerentes y Principales Ejecutivos

No se cancelaron indemnizaciones por años de servicio durante la vigencia de 2016.

Propiedad sobre Enel Américas

Al 31 de diciembre de 2016, el registro de accionistas reflejaba que ningún ejecutivo principal presentaba propiedad sobre la Compañía.

Administración de Principales Filiales

BRASIL

Enel Brasil
Carlo Zorzoli
Ingeniero Eléctrico
Università di Roma, La Sapienza

Enel Green Power Cachoeira Dourada
Luigi Parisi
Ingeniero Químico
Università di Pisar

Enel Geração Fortaleza
Marcelo Falcucci
Ingeniero Eléctrico
Escola Federal de Engenharia de Itajubá – EFEI

Enel Cien
Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontifícia Universidad Católica Río de Janeiro

Enel Distribuição Rio
Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontifícia Universidad Católica Río de Janeiro

Enel Distribuição Ceará
Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontifícia Universidad Católica Río de Janeiro

Enel Soluções
Marcus Oliver Rissel
Ingeniero Industrial
Universidad de Buenos Aires (UBA)

COLOMBIA

Emgesa
Bruno Riga
Ingeniero Aeroespacial
Universidad de Pisa

Codensa
David Felipe Acosta Correa
Ingeniero Electrónico
Universidad Pontificia Bolivariana

PERÚ

Enel Generación Perú
Francisco Javier Pérez Thoden Van Velzen
Ingeniero Industrial
Escuela Técnica Superior del ICAI,
Universidad Pontificia Comillas en España

Enel Distribución Perú
Walter Sciutto Brattoli
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional en Argentina
Country Manager
Carlos Temboury Molina
Ingeniero Industrial
Universidad Politécnica de Madrid

ARGENTINA

Costanera
Ascione Antonino
Degree in mechanical engineering (cum laude)
Universidad Federico II of Napoli

Hidroeléctrica El Chocón
Néstor Carlos Srebernic
Ingenierio Industrial con orientación Electrotecnia
Universidad Nacional de Comahue

Edesur
Blanco Juan Carlos
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional

Central Dock Sud
Manifesto Gustavo Diego
Ingeniero electromecánico
Universidad de Buenos Aires

Recursos Humanos

Distribución de Recursos Humanos

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cuatro países donde está presente el Grupo Enel en Latinoamérica y las entidades de control conjunto, al 31 de diciembre de 2016, era la siguiente:

Compañía	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Enel Américas	9	48	5	62
Enel Brasil (1)	25	1.991	484	2.500
Edesur (2)	31	3.199	1.163	4393
Enel Generación Costanera	1	424	41	466
Mercosur	-	-	3	3
Enel Generación El Chocón	-	50	8	58
Transportadora de Energía	1	-	1	2
Enel Generación Perú (3)	16	240	-	256
Enel Distribución Perú	27	647	-	674
Emgesa	6	532	13	551
Codensa	22	1.287	28	1.337
Total general	**138**	**8.418**	**623**	**10.301**

(1) Incluye Ampla, Coelce, CIEN, CTM, TESA, Cachoeira Dourada, Fortaleza, y En-Brasil Comercio y Servicios.
(2) Incluye: Cemsa (hoy Enel Trading Argentina S.R.L) y Dock Sud.
(3) Incluye: Enel Generación Piura y Generalima.

Responsabilidad social y desarrollo sostenible

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

Número de personas por género:	
Femenino	1
Masculino	8
Total general	**9**

Número de personas por nacionalidad:	
Chilena	3
Argentina	1
Española	1
Italiana	4
Total general	**9**

Número de personas por rango de edad:	
Menor a 30 años	-
Entre 30 y 40 años	-
Entre 41 y 50 años	1
Entre 51 y 60 años	8
Entre 61 y 70	-
Total general	**9**

Número de personas por antigüedad:	
Menos de 3 años	6
Entre 3 y 6 años	-
Más de 6 y menos de 9 años	-
Entre 9 y 12 años	-
Más de 12 años	3
Total general	**9**

Diversidad en la organización

Número de personas por género:	Enel Américas
Femenino	19
Masculino	34
Total general	**53**

Número de personas por nacionalidad:	Enel Américas
Argentina	1
Brasileña	5
Chilena	44
Colombiana	1
Italiana	2
Total general	**53**

Número de personas por rango de edad:	Enel Américas
Menor a 30 años	4
Entre 30 y 40 años	28
Entre 41 y 50 años	14
Entre 51 y 60 años	5
Entre 61 y 70 años	2
Total general	**53**

Número de personas por antigüedad:	Enel Américas
Menos de 3 años	9
Entre 3 y 6 años	12
Más de 6	61
y menos de 9 años	10
Entre 9 y 12 años	5
Más de 12 años	17
Total general	**53**

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

Contenidos:		
Directivos	%	0,00
Mandos intermedios	%	106,44
Administrativos y personal de oficina	%	74,49
Media	**%**	**90,47**

Actividades de Recursos Humanos

Relaciones Laborales

En el transcurso de 2016 se continúa con el programa de reuniones periódicas con las organizaciones sindicales, permitiendo consolidar un diálogo abierto con los representantes de los trabajadores, en beneficio de mejorar las condiciones laborales y del clima de los empleados.

Seguridad y Salud Laboral

En Enel Américas la seguridad y la salud laboral son objetivos estrechamente ligados al negocio, el que por su naturaleza está sujeto a la presencia de riesgos críticos. En un 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 las actividades que la empresa desarrolla; reforzando la prioridad de la misma en la gestión empresarial por su importancia estratégica.

Difusión y Promoción de Salud

El objetivo de este programa es proporcionar, educar y formar a los trabajadores de la compañía, a través de actividades, respecto al fomento en la calidad de vida. Actividades que contemplan acciones de difusión masiva como afiches, material gráfico e información enviada a través del mail, a este conjunto se le denomida "consejos que dan vida". Dentro de los tópicos de cada mes se encuentran:

- **Mes de marzo:** campaña anti estrés con recomendaciones prácticas que eliminan las causa de esta enfermedad.
- **Mes de abril:** campaña de inmunización para invitar a vacunación contra la gripe estacional.
- **Mes de mayo:** campaña antitabaco con consejos para prevenir su consumo.
- **Mes de junio:** campaña cáncer de próstata y cervicouterino con invitación al examen preventivo anual.
- **Mes de julio:** campaña de prevención de contagios virales y enfermedades respiratorias.
- **Mes de agosto:** campaña cuidado del corazón.
- **Mes de septiembre:** campaña cáncer de colon y cáncer gástrico para la detección oportuna de estas enfermedades a través del examen preventivo.
- **Mes de octubre:** campaña prevención del cáncer de mama.
- **Mes de noviembre:** campaña potencia tu energía con consejos prácticos de alimentación para mejorar la calidad de vida.
- **Mes de diciembre:** campaña cuida tu piel todo el año.

Durante 2016 se realizaron las siguientes actividades para trabajadores del Grupo Enel Américas:

1.- Programa de Inmunizaciones
2.- Programa de Riesgo Cardiovascular
3.- Programa de Exámenes Médicos Preventivos
4.- Campañas de Seguridad
5.- Implementación de Nuevos Estándares de Seguridad
6.- Formación en Seguridad
7.- Programas de Entrenamiento ante Emergencias y Primeros Auxilios

Gestión de Personas

Gestión del Clima

Tener un clima laboral de excelencia es una prioridad para Enel Américas y sus filiales entendiendo que, las personas son el eje central de la compañía.

Para apoyar tanto a gestores como trabajadores, hemos desarrollado diferentes instancias que apuntan en esta dirección:

> Programa de fortalecimiento de gestores.
> Programa RHO Contigo
> Programa Interactua
> Itinerario de Desarrollo Personal (IDP): 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. Con ellas se elabora el programa de formación anual.
> Entrevistas "Uno a Uno"
> Modelo de evaluación de comportamientos y cumplimiento de objetivos PA (Performance Appraisal)
> Programa "Reconocernos"

Diversidad

Enel Américas ha desarrollado una nueva política de diversidad, abordando prácticas vinculadas con género, edad, nacionalidad y discapacidad. Esta política promueve los principios de la no discriminación, igualdad de oportunidades, inclusión y balance entre la vida personal y laboral; así como valores fundamentales en las actividades de las empresas que forman parte del grupo.

Medidas de Conciliación y Flexibilidad Laboral

Enel Américas busca que los trabajadores del grupo tengan una vida laboral equilibrada con sus familias es por eso que hemos desarrollado iniciativas que apuntan en esta dirección. Entre las medidas destacan:

> 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 contamos con 85 teletrabajadores del Grupo en el programa, 36 de ellos de Enel Américas, bajo la modalidad de un día a la semana conectándose a trabajar desde su hogar alcanzando un equilibrio laboral y familiar.
> Programa Extensión Deporte y Cultura.
> Campamentos de verano e invierno para hijos de trabajadores.
> Talleres de capacitación en verano dirigidos a la familia del trabajador.
> Escuela de verano de la Universidad de Chile. Una Iniciativa destinada a mejorar el nivel académico de los hijos de los trabajadores que se encuentran en enseñanza media.
> Otras iniciativas como: la Fiesta de Navidad, Taller de los sentidos, Family Day, la Fiesta fin de año, las Olimpiadas y el Premio a la Trayectoria Laboral.

Reclutamiento y Selección

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

Programa de Prácticas y Atracción de Talento Joven

Como una medida para atraer talentos jóvenes al grupo, Enel Américas tiene un proyecto de reclutamiento a través de la incorporación de practicantes y memoristas de las mejores universidades del país. En 2016, la Compañía tuvo un total de 46 alumnos en calidad de practicantes o memoristas.

Además, durante 2016 Enel Américas, filial del Grupo Enel, participó en la Feria Laboral de la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile, y en la Feria Empresarial de la Universidad de Chile, la Feria Laboral de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Católica de Chile. Nuestro stand recibió a estudiantes de las carreras de Ingeniería Civil Industrial, Ingeniería Civil Eléctrica e Ingeniería Comercial.

Diversidad e Inclusión

Para Enel Américas, 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 que se respeten y valoren las diferencias individuales. En esta línea, el Programa Entrada, busca incorporar a practicantes de carreras técnicas y profesionales, con capacidades diferentes. Para llevar a cabo este programa, se realizan alianzas de trabajo con distintas fundaciones y el Ministerio de Educación.

Acción Educativa

Capacitación

El programa de capacitación 2016 de Enel Américas 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 nuestros trabajadores en sus puestos de trabajo, así como también el entrenamiento en competencias conductuales que les permiten a nuestros colaboradores aumentar sus posibilidades de desarrollo al interior del grupo.

El segundo principio fue 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, tanto en lo que respecta a productividad individual como para acceder a eventuales oportunidades de desarrollo futuro. El sistema de detección de necesidades se denomina IDP (Itinerario Desarrollo Profesional), tiene un periodo de implementación de dos años.

CRP
8129.00

ENELCHILE
65.254 ENELCHILE
59.829 ENELCHILE
1.504 SONDA
1.252 ENELCHILE
412 MASISA
560.947 ENELAM
50.000 CHILE
2.358 COPEC
263 MULTIFOODS
MULTIFOODS
1167.00
70.18
37.80
130.40
79.00
6999.90
278.00
284.00
285.00

20.043
3.402
677 COLBUN
2.460 ENELAM
44 ENELAM
236 AGUAS-A

Transacciones Bursátiles

enel
enel
GIS
NYSE
GIS
NYSE
HILTON
enel
enel
enel
enel

enel
10:11:52
NEW YORK STOCK EXCHANGE
NYSE
NYSE

Transacciones Bursátiles

Las transacciones trimestrales de los últimos tres años realizadas en las bolsas donde se transa la acción de Enel Américas tanto en Chile, a través de la Bolsa de Comercio de Santiago, de la Bolsa Electrónica de Chile y de la Bolsa de Valores de Valparaíso, y así como en Estados Unidos, a través de la New York Stock Exchange (NYSE) respectivamente, se detallan a continuación.

Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2016, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 6.694 millones de acciones, lo que equivale a $858.625 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de $108,87.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2014	1.623.445.553	255.577.682.762	157,34
2do trimestre 2014	1.714.822.877	307.339.629.430	179,19
3er trimestre 2014	1.442.088.639	282.911.479.797	196,47
4to trimestre 2014	1.374.689.553	261.198.495.746	190,63
Total 2014	**6.155.046.622**	**1.107.027.287.735**	**180,91**
1er trimestre 2015	1.389.153.497	275.998.191.628	198,83
2do trimestre 2015	1.579.468.813	334.826.261.051	211,43
3er trimestre 2015	1.314.355.177	250.659.886.643	191,24
4to trimestre 2015	1.436.751.752	253.340.302.162	176,50
Total 2015	**5.719.729.239**	**1.114.824.641.484**	**194,5**
1er trimestre 2016	1.540.145.250	266.620.137.076	172,74
2do trimestre 2016	1.753.142.660	212.677.167.355	110,85
3er trimestre 2016	1.232.162.338	140.048.801.925	113,49
4to trimestre 2016	2.168.846.180	239.278.798.879	110,60
Total 2016	**6.694.296.428**	**858.624.905.235**	**126,92**

Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron, durante el año, la cantidad de 569 millones de acciones, lo que equivale a $72.285 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de $108,55.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2014	172.383.389	27.137.183.296	156,69
2do trimestre 2014	211.681.096	37.686.041.573	178,67
3er trimestre 2014	125.894.077	24.592.588.070	195,60
4to trimestre 2014	96.224.747	18.239.568.492	189,78
Total 2014	**606.183.309**	**107.655.381.431**	**180,19**
1er trimestre 2015	75.325.511	14.893.594.307	197,37
2do trimestre 2015	153.979.478	33.094.253.771	213,08
3er trimestre 2015	172.604.478	32.789.265.995	193,19
4to trimestre 2015	167.393.236	29.438.618.540	176,32
Total 2015	**569.302.703**	**110.215.732.613**	**194,99**
1er trimestre 2016	130.742.124	22.440.123.693	172,97
2do trimestre 2016	122.026.677	14.581.565.262	121,46
3er trimestre 2016	88.217.958	10.001.108.374	113,65
4to trimestre 2016	228.583.097	25.262.018.950	111,66
Total 2016	**569.569.856**	**72.284.816.279**	**129,94**

Bolsa de Valores de Valparaíso

En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron durante el año un total de 120,5 mil acciones, lo que equivale a $13,5 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de $110,74.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2014	0	0	
2do trimestre 2014	90.400	16.145.440	178,60
3er trimestre 2014	0	0	
4to trimestre 2014	0	0	
Total 2014	**90.400**	**16.145.440**	**178,60**
1er trimestre 2015	13.500	2.660.000	197,5
2do trimestre 2015	0	0	
3er trimestre 2015	0	0	
4to trimestre 2015	0	0	
Total 2015	**13.500**	**2.660.000**	**197,5**
1er trimestre 2016	0	0	
2do trimestre 2016	0	0	
3er trimestre 2016	120.460	13.512.912	112,46
4to trimestre 2016	0	0	
Total 2016	**120.460**	**13.512.912**	**112,46**

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Las acciones de Enel Américas comenzaron a transarse en la Bolsa de Nueva York (NYSE) el 20 de octubre de 1993 (en ese entonces el nombre de la compañía era Enersis y el nemotécnico era ENI). Un ADS (American Depositary Share) de Enel Américas representa 50 acciones y el actual nemotécnico es ENIA. Citibank N.A. actúa como banco depositario, y Banco Santander Chile como custodio en nuestro país.

Durante 2016, en Estados Unidos se transaron 216 millones de ADS lo que equivale US$2.110 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US$8,21.

Periodos	Unidades	Montos (Dólares)	Precio Promedio
1er trimestre 2014	44.259.588	629.442.974	14,24
2do trimestre 2014	38.783.995	624.044.468	16,10
3er trimestre 2014	34.353.893	583.933.245	16,99
4to trimestre 2014	31.540.880	500.827.454	15,91
Total 2014	**148.938.356**	**2.338.248.140**	**15,81**
1er trimestre 2015	31.386.671	499.346.581	15,91
2do trimestre 2015	52.955.231	915.144.721	17,19
3er trimestre 2015	46.264.472	646.446.669	14,09
4to trimestre 2015	60.162.543	755.874.266	12,58
Total 2015	**190.768.917**	**2.816.812.237**	**14,94**
1er trimestre 2016	58.523.621	719.235.235	12,35
2do trimestre 2016	59.311.337	562.497.059	9,68
3er trimestre 2016	45.809.391	395.562.633	8,59
4to trimestre 2016	52.176.921	432.967.188	8,32
Total 2016	**215.821.270**	**2.110.262.115**	**9,73**

Información de Mercado

En 2016 el mercado bursátil chileno mostró un importante repunte en relación al año anterior, lo que se refleja en la rentabilidad de 12,8% que mostró el IPSA durante el año, comparado con una rentabilidad negativa de 4,4% que tuvo 2015. Esta rentabilidad estuvo en línea con los principales mercados mundiales como Nueva York (12,22%) y Londres (13,49%), pero fue inferior comparado con las principales plazas bursátiles de la región, donde podemos destacar la Bolsa de Lima (58,72%), Argentina (45,63%), Brasil (39,15%) y Colombia (19,39%).

Por otro lado, las monedas de los países en los que Enel Américas está presente sufrieron una devaluación frente al dólar norteamericano durante 2016, mientras que el PIB se redujo en Argentina y Brasil. En tanto, en Chile, Colombia y Perú, el Producto Interno Bruto mostró un aumento.

Bolsa de Comercio de Santiago

Evolución de la acción de Enel Américas (cotizaba como Enersis en 2015 y hasta el 20 de abril de 2016) durante los últimos dos años respecto al Índice Selectivo de Precios de Acciones (IPSA) en el mercado local:

Variación	2015	01/01/2016 - 20/04/2016(1)	21/04/2016 - 31/12/2016(2)
Enel Américas	-24,9%	8,9%	15,3%
IPSA	-4,4%	8,3%	4,1%

(1) Variación precio de ADR de Enersis (nemotécnico ENI), desde el 1 de enero de 2016 hasta el 26 de abril de 2016 (antes de que el ADR se dividiera entre ENIA y ENIC).
(2) Variación precio de ADR de Enel Américas (nemotécnico ENIA), desde el 27 de abril de 2016 hasta 31 de diciembre de 2016 (luego de la división del ADR).

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Comportamiento de los ADR's de Enel Américas listados en NYSE (ENIA) respecto a los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2015	01/01/2016 - 26/04/2016(1)	27/04/2016 - 31/12/2016 (2)
ENIA	-24,2%	14,2%	11,3%
Dow Jones Industrial	-2,2%	3,2%	9,5%
Dow Jones Utilities	-6,5%	11,3%	1,0%

(1) Variación precio de ADR de Enersis (nemotécnico ENI), desde el 1 de enero de 2016 hasta el 26 de abril de 2016 (antes de que el ADR se dividiera entre ENIA y ENIC).
(2) Variación precio de ADR de Enel Américas (nemotécnico ENIA), desde el 27 de abril de 2016 hasta 31 de diciembre de 2016 (luego de la división del ADR).

Dividendos

De conformidad con la Norma de Carácter General N°283. Numeral 5), se transcriben a continuación las políticas de dividendos de la sociedad correspondientes a los ejercicios 2017 y 2016.

Política de Dividendos Ejercicio 2017

Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión de 24 de febrero de 2017 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento sobre el pago de dividendos de Enel Américas S.A., para el ejercicio 2017

Política de Dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2017, de hasta 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2017, según muestren los Estados Financieros de Enel Américas S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2018.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2018 distribuir, como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2017.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2018.

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 Américas S.A. contempla las siguientes modalidades:

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 de Enel Américas S.A.; y
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 Américas S.A., 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 DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos mientras el accionista no manifieste, por escrito, su intención de modificarla 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., éstos permanecerán bajo su custodia hasta que sean retirados o solicitados por los accionistas.

En el caso de los depósitos en cuentas corrientes bancarias, Enel Américas S.A. y/o DCV Registros S.A. 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 Sociedad 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 Américas S.A.

Política de Dividendos Ejercicio 2016

Enel Américas S.A., antes denominada Enersis Américas S.A. (aprobada en sesión ordinaria de Directorio de 26 de febrero de 2016 y expuesta en la Junta Ordinaria de Accionistas de 28 de abril de 2016).

Generalidades

El Directorio de la compañía, en sesión de fecha 26 de febrero de 2016 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento sobre el pago de dividendos de Enersis Américas S.A., para el ejercicio 2016.

Política de Dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2016, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2016, según muestren los Estados Financieros de Enersis Américas S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2017.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2017, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2016. El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 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.

Utilidad Distribuible del Ejercicio 2016

La utilidad distribuible del ejercicio 2016, se indica a continuación:

	Millones de $
Utilidad del Ejercicio *	383.060
Utilidad Distribuible	383.060

* Atribuible a la sociedad dominante

Dividendos Distribuidos

El siguiente cuadro muestra los dividendos por acción pagados durante los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio
83	Definitivo	06-05-2011	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	21-01-2012	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	17-05-2012	24-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	19-01-2013	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	04-05-2013	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	25-01-2014	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	10-05-2014	16-05-2014	5,27719	2013
90	Provisorio	24-01-2015	30-01-2015	0,83148	2014
91	Definitivo	18-05-2015	25-05-2015	5,38285	2014
92	Provisorio	23-01-2016	29-01-2016	1,23875	2015
93	Definitivo	17-05-2016	24-05-2016	3,40599	2015
94	Provisorio	21-01-2017	27-01-2017	0,94664	2016

Política de Inversiones y Financiamiento para el Ejercicio 2016

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2016, aprobó la Política de Inversión y Financiamiento que se señala a continuación.

En todos aquellos párrafos en los que se haga mención a Enersis Américas S.A., corresponde a Enel Américas S.A. El cambio de razón social fue aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas el 28 de septiembre de 2016.

Inversiones

Áreas de Inversión

Enersis Américas S.A. efectuará inversiones, según lo autorizan sus estatutos, en las siguientes áreas:

Aportes para inversión o formación de empresas filiales o coligadas cuya actividad sea afín, relacionada o vinculada a la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza; o al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía.

Inversiones consistentes en la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, comercialización y enajenación de toda clase de bienes inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales.

Otras inversiones en toda clase de activos financieros, títulos y valores mobiliarios.

Límites Máximos de Inversión

Los límites máximos de inversión por cada área corresponderán a los siguientes:

i) Inversiones en sus filiales del sector eléctrico, las necesarias para que éstas puedan cumplir con sus respectivos objetos sociales, con un monto máximo equivalente al 50% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Enersis Américas al 31 de diciembre de 2015;
ii) Inversiones en otras empresas fuera del negocio eléctrico, siempre y cuando al menos el 50,1% del total de los activos consolidados de Enersis Américas sean del sector eléctrico.

Participación en el Control de las Áreas de inversión

Para el control de las áreas de inversión y de acuerdo a lo que establece el objeto social de Enersis Américas se procederá, en la medida de lo posible, de la siguiente forma:

- Se propondrá en las juntas de accionistas de las sociedades anónimas filiales y coligadas, la designación de directores que correspondan a lo menos a la participación de Enersis Américas en las mismas, debiendo provenir estas personas preferentemente de entre los directores o ejecutivos tanto de la Sociedad como de sus empresas filiales;
- Se propondrá a las empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse;
- Se supervisará la gestión de las empresas filiales y coligadas; y
- Se mantendrá un control permanente del nivel de endeudamiento.

Financiamiento

Nivel Máximo de Endeudamiento

El límite máximo de endeudamiento de Enersis Américas estará dado por una relación deuda total/patrimonio más interés minoritario igual a 2,2 veces del balance consolidado.

Atribuciones de la Administración para Convenir con Acreedores Restricciones al Reparto de Dividendos

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).

Atribuciones de la Administración para Convenir con Acreedores el Otorgamiento de Cauciones

Corresponde a la Junta Extraordinaria de Accionistas aprobar el otorgamiento de garantías reales o personales para caucionar obligaciones de terceros, respecto de los activos esenciales indicados más adelante.

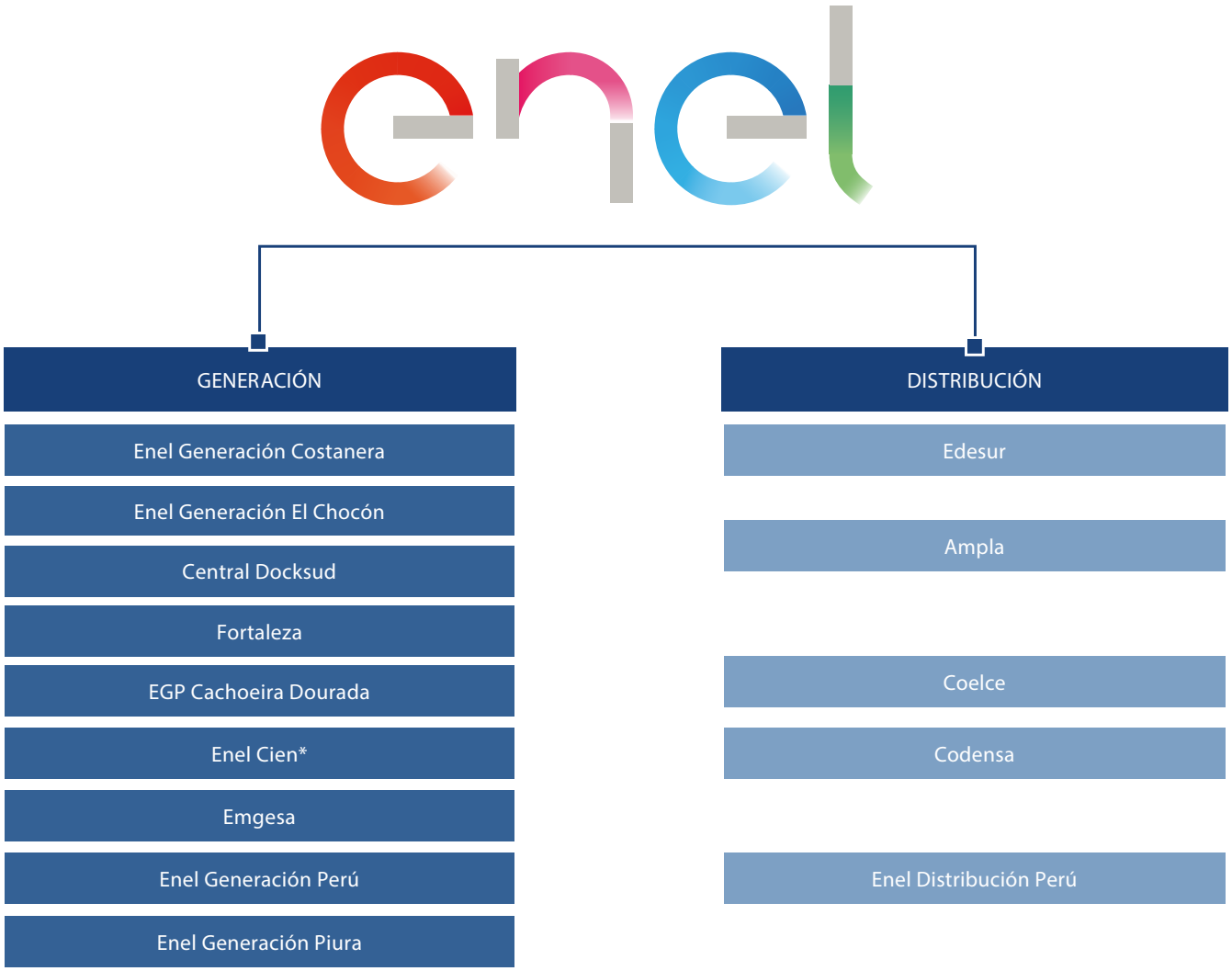
Activos Esenciales para el Funcionamiento de la Sociedad

Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enersis Américas, la participación directa y/o indirecta, que permite el control por la vía de la tenencia de la mayoría de las acciones o bien mantenga pactos o acuerdos de accionistas, de Endesa Américas, Enel Brasil y Emgesa. Lo anterior tendrá vigencia mientras no se formalice la potencial fusión de Enersis Américas con Endesa Américas y Chilectra Américas. Si dicha fusión se llevara a cabo, el activo esencial para el funcionamiento de Enersis Américas será la participación directa y/o indirecta, que permite el control por la vía de la tenencia de la mayoría de las acciones o bien mantenga pactos o acuerdos de accionistas, de Enel Brasil y Emgesa.

Negocios de la Compañía

enel

Estructura de Negocios



*Transmisión

Reseña Histórica

El 19 de junio de 1981, la Compañía Chilena de Electricidad S.A. creó una nueva estructura societaria, dando origen a una sociedad matriz y tres empresas filiales. Una de ellas fue la compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. En 1985, como consecuencia de la política de privatización dispuesta por el Gobierno de Chile, se inició el traspaso accionario de la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. al sector privado, proceso que culminó el 10 de agosto de 1987. Mediante este proceso, se incorporaron a la sociedad las Administradoras de Fondos de Pensión (AFP's), los trabajadores de la misma empresa, inversionistas institucionales y miles de pequeños accionistas. La estructura organizacional estaba basada en actividades o funciones operativas cuyos logros se evaluaban funcionalmente y su rentabilidad estaba limitada por un esquema tarifario, producto de la dedicación exclusiva de la empresa al negocio de distribución eléctrica.

En 1987, el Directorio de la sociedad propuso una división de las distintas actividades de la compañía matriz. De esta forma, se crearon cuatro filiales que permitieron su administración como unidades de negocios con objetivos propios, expandiendo así las actividades de la empresa hacia otros negocios no regulados, pero vinculados al giro principal. Esta división fue aprobada por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 25 de noviembre de 1987, que determinó su nuevo objeto social. Con lo anterior, la Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. pasó a tener el carácter de una sociedad de inversiones.

El 1 de agosto de 1988, en virtud de lo acordado por la Junta General Extraordinaria de Accionistas del 12 de abril de 1988, una de las sociedades nacidas de la división cambió su razón social por la de Enersis S.A. En Junta General Extraordinaria de Accionistas del 11 de abril de 2002 se modificó el objeto social de la compañía, introduciendo las actividades de telecomunicaciones y la inversión y administración de sociedades que tengan por giro las telecomunicaciones e informática y los negocios de intermediación a través de Internet.

En 1988, y con el propósito de enfrentar exitosamente el desafío de desarrollo y crecimiento, la empresa se dividió en cinco unidades de negocios, las que dieron origen a cinco filiales. De éstas, Chilectra y Río Maipo se hicieron cargo de la distribución eléctrica; Manso de Velasco se concentró en servicios de ingeniería y construcción eléctrica, además de la administración inmobiliaria; Synapsis del área informática y procesamiento de datos; mientras que Diprel se centró en prestar servicios de abastecimiento y comercialización de productos eléctricos.

La compañía vivió un proceso de reestructuración societaria, que comenzó en abril de 2015 y culminó en diciembre de 2016. La reestructuración consistió en separar las actividades de generación y distribución eléctrica desarrolladas en Chile, de las del resto de los países. De está manera, se originó Enel Américas S.A., empresa continuadora de Enersis con actividades en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, y Enel Chile S.A.

Hoy Enel Américas S.A. es una de las compañías eléctricas privadas más grandes de Latinoamérica, en términos de activos consolidados e ingresos operacionales, lo que se ha logrado mediante un crecimiento estable y equilibrado en sus negocios eléctricos: generación, transmisión y distribución.

Expansión y Desarrollo

Enel Américas inició su expansión internacional en 1992, mediante la participación en distintos procesos de privatización en América Latina, desarrollando una presencia significativa en los sectores eléctricos de Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

1992

- El 15 de mayo Enel Américas adquirió el 60% y control de la generadora Central Costanera, actualmente Enel Generación Costanera, ubicada en Buenos Aires, Argentina.
- El 30 de julio se adjudicó el 51% de la Empresa Distribuidora Sur S.A., Edesur, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

1993

- En julio compró la generadora Hidroeléctrica El Chocón, hoy Enel Generación El Chocón, ubicada en las Provincias de Neuquén y Río Negro, Argentina.

1994

- En julio, Enel Américas adquirió en US$176 millones el 60% del capital accionario de la Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A., Edelnor (actualmente Enel Distribución Perú) en Perú. También adquirió Edechancay, otra distribuidora eléctrica de dicho país que con posterioridad fue absorbida por la primera.

1995

- El 12 de diciembre, Enel Américas adquirió el 39% adicional de Edesur.
- Adicionalmente adquirió la generadora Edegel (ahora Enel Generación Perú), en Perú.

1996

- El 20 de diciembre, Enel Américas ingresó al mercado brasileño adquiriendo parte importante de las acciones de la antiguamente denominada Companhia de Eletricidade do Río de Janeiro S.A., Cerj, empresa que distribuye energía eléctrica en las ciudades de Río de Janeiro y Niteroi, Brasil, cuya actual razón social es Ampla Energía e Serviços S.A.
- El 20 de diciembre adquirió el 99,9% de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. en Colombia.

1997

- El 5 de septiembre se adquirió por un monto de US$715 millones el 78,9% de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada (hoy Enel Green Power Cachoeira Dourada), en Brasil.
- El 15 de septiembre, Enel Américas (en ese entonces Enersis Américas) participó con éxito en el proceso de capitalización de Codensa S.A. E.S.P., adquiriendo el 48,5% de la propiedad en US$1.226 millones, sociedad que desarrolla el negocio de distribución eléctrica en la ciudad de Bogotá y en el departamento de Cundinamarca, Colombia. A su vez, se adjudicó el 5,5% de la Empresa Eléctrica de Bogotá.
- El 15 de septiembre adquirió por un monto de US$951 millones el 75% de Emgesa, generadora colombiana y el 5,5% adicional de la Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.
- Endesa, S.A. (España) compró el 32% de Enersis (hoy Enel Américas).

1998

- El 3 de abril, Enersis (actualmente Enel Américas) volvió a incursionar en el mercado brasileño. Esta vez, se adjudicó el 89% y control de la Companhia Energética de Ceará S.A., Coelce, empresa que distribuye electricidad en el noreste de Brasil, en el Estado de Ceará, en US$868 millones.

1999

- Endesa, S.A. (España), tomó el control de Enersis (hoy Enel Américas). A través de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones, Endesa adquirió un paquete adicional correspondiente al 32% de Enersis, el que sumado al 32% que ya poseía desde agosto de 1997, situó su participación total en 64%. Esta operación, concretada el 7 de abril de 1999, supuso una inversión de US$1.450 millones. Como consecuencia del posterior aumento de capital realizado en Enersis en 2003, esta participación disminuyó al actual 60,62% de la propiedad.
- El 11 de mayo, Enersis (actualmente Enel Américas) adquirió un 35% de Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile), el que sumado al 25% que ya controlaba en ésta, le permitió alcanzar el 60% de la propiedad de la generadora. De esta manera, se consolidó como una de las principales empresas eléctricas privadas de América Latina.

2000

- En el marco estratégico del Plan Génesis se vendieron las filiales Transelec, Esval, Aguas Cordillera y activos inmobiliarios en US$1.400 millones.

2001

- Se efectuaron importantes inversiones: US$364 millones para incrementar la participación en el capital social de Chilectra (hoy llamada Enel Districión Chile); US$150 millones en la adquisición de un 10% del capital social de Edesur, en Argentina, porcentaje que estaba en poder de los trabajadores de la empresa; US$132 millones para aumentar la participación en la brasileña Ampla; US$23 millones para aumentar en 15% la participación en Río Maipo, en Chile, y US$1,6 millones para aumentar en un 1,7% la participación en el capital social de Distrilima en Perú.

2002

- Se adjudicó en Brasil, la Central Termoeléctrica Fortaleza en el estado de Ceará. Adicionalmente, comenzó la operación comercial de la segunda fase de la interconexión eléctrica entre Argentina y Brasil, CIEN (hoy Enel Cien), completando una capacidad de transmisión de 2.100 MW entre ambos países.

2005

- Se constituyó la filial Endesa Brasil S.A. (hoy Enel Brasil), con todos los activos que mantenían en Brasil, el Grupo Enersis y Endesa Internacional (actualmente absorbida por Enel Iberoamérica): Enel Cien, Fortaleza, Enel Green Power Cachoeira Dourada, Ampla, Investluz y Coelce.

2006

- Durante febrero se compró por aproximadamente US$17 millones, la central Termocartagena (142 MW) en Colombia, que opera con fuel oil o gas.
- En junio se materializó la fusión de Edegel (actualmente Enel Generación Perú) y Etevensa, esta última filial de Endesa Internacional (hoy absorbida por Enel Iberoamérica) en Perú.

2007

- En septiembre se completó la fusión de las empresas de generación colombianas Emgesa y Betania.
- El 11 de octubre, Enel S.p.A. y Acciona, S.A. toman control de Enersis, a través de Endesa, S.A., y de Endesa Internacional, S.A. (hoy absorbida por Enel Iberoamérica S.R.L.)

2009

- Las sociedades Acciona, S.A., y Enel S.p.A. anunciaron un acuerdo mediante el cual Acciona S.A. directa e indirectamente transferirá a Enel Energy Europe S.L. el 25,01% de la propiedad de Endesa S.A. De esta forma, Enel Energy Europe S.L., controlada en un 100% por Enel S.p.A., será titular del 92,06% del capital social de Endesa S.A.
- El 25 de junio se hizo efectivo el acuerdo suscrito entre Enel S.p.A. y Acciona, S.A., mediante el cual Enel pasó a controlar el 92,06% del capital social de Endesa S.A.
- El 9 de octubre Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile) adquirió el 29,3974% de Edegel (actualmente Enel Generación Perú). Las acciones fueron adquiridas a precio de mercado a Generalima S.A.C., sociedad que a su vez es filial de Enel Latinoamérica S.A. Con esta operación, Endesa Chile pasó a tener de manera directa e indirecta el 62,46% de las acciones de Edegel.
- Con fecha 15 de octubre, Enersis S.A. (hoy Enel Américas) adquirió 153.255.366 acciones representativas del 24% del capital social de su filial peruana Enel Generación Perú, en ese entonces Edegel, a un precio de 2,72 soles por acción. Dicha compra se efectuó a Generalima S.A.C., sociedad peruana filial de Enel Latinoamérica S.A., matriz de Enersis. Con esta operación, la participación accionarial directa e indirecta de Enersis S.A. en Edelnor aumentó del 33,53% al 57,53%.

2010

- Enersis (hoy Enel Américas) aceptó la oferta presentada por la empresa Graña y Montero S.A.A., para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Compañía Americana de Multiservicios Limitada, CAM; y de igual forma, aceptó la oferta presentada por Riverwood Capital L.P. para la adquisición de la totalidad de la participación que posee de manera directa e indirecta en su filial Synapsis Soluciones y Servicios IT Ltda. El precio ofertado por CAM y sus filiales presentes en los mercados de Argentina, Brasil, Colombia y Perú ascendió a US$20 millones. En el caso de Synapsis, el precio ofertado por la compañía y sus filiales domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú, ascendió a US$52 millones.

2011

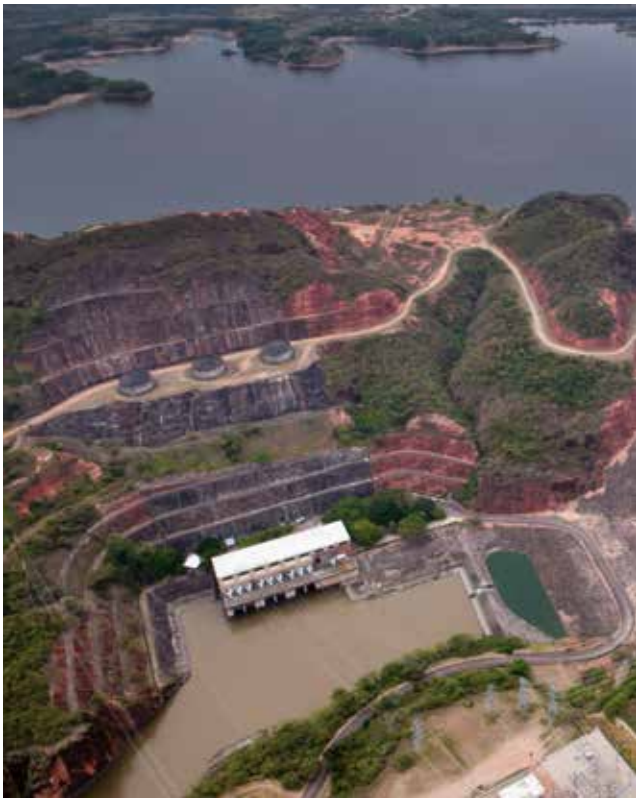
- En agosto, Endesa S.A. mediante un Hecho Relevante comunicó la formalización de un contrato de compraventa por el que Enel Latinoamérica, S.A. (participada al 100% por Endesa, S.A.) adquiría de EDP Energias de Portugal S.A. su participación del 7,70% en las filiales de Endesa en Brasil Ampla Energia e Serviços S.A. y Ampla Investimentos e Serviços S.A. por un precio de 76 millones de euros y de 9 millones de euros respectivamente. Tras esta adquisición Endesa S.A., pasó a controlar el 99,64% del capital de ambas sociedades.

2012

- En julio, mediante un Hecho Esencial enviado la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), el Directorio de Enersis (hoy Enel Américas) informó la decisión de convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el 13 de septiembre con el objeto de pronunciarse, entre otros puntos, sobre aumentar el capital social de la compañía por el equivalente en pesos chilenos, de hasta US$8.020 millones o en la suma que determine la Junta Extraordinaria de Accionistas. Los primeros días de agosto, la SVS interpretó que el Directorio de Enersis debía adoptar las medidas necesarias para dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (Ley de Sociedades Anónimas), puesto que éstas resultaban complementarias y debían aplicarse conjuntamente en lo que correspondiere. Estas disposiciones dicen relación con las Operaciones de Aumento de Capital y Operaciones entre Partes Relacionadas, respectivamente. Conocida la interpretación de la SVS, Enersis (hoy Enel Américas) acogió las mismas y continuó con el aumento de capital. El Directorio resolvió postergar la convocatoria a Junta Extraordinaria de Accionistas, citada para el 13 de septiembre para una nueva fecha que se determinaría oportunamente. Tras dar estricto cumplimiento a las disposiciones de los artículos 15, 67 y Título XVI de la Ley 18.046 (el Directorio solicitó la evaluación independiente de IM Trust, y el Comité de Directores de Claro y Asociados Ltda., el Comité de Directores emitió su informe y cada uno de los directores entregó su opinión individual respecto a la operación propuesta), la Junta Extraordinaria de Accionistas que se pronunció sobre el aumento de capital se desarrolló el 20 de diciembre. Con una amplia mayoría, la que alcanzó al 81,94% del total de acciones con derecho a voto de la compañía, prácticamente un 86% de los accionistas presentes en la Junta, aprobaron el aumento de capital con las siguientes características: 1) Monto máximo del aumento de capital: $2.844.397.889.381 dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal, 2) Valor de los aportes no dinerarios a ser capitalizados: La totalidad del capital social de Cono Sur, compañía que agrupará las acciones que sería aportadas por Endesa (hoy Enel Generación Chile) a Enersis (hoy Enel Américas). tendrá un valor de $1.724.400.000.034 que corresponden a 9.967.630.058 acciones de Enersis (hoy Enel Américas) a un precio de $173 por acción, 3) Precio de colocación de las acciones: Un precio fijo de $173 por cada acción de pago que se emita como consecuencia del aumento de capital.

2013

- Aumento de Capital: Con un resultado histórico para este tipo de operaciones en el mercado local, los accionistas de Enersis (hoy Enel Amércias) suscribieron un total de aproximadamente US$6.022 millones, colocándose el 100% de las acciones disponibles para el aumento de capital.
- En Julio, con una potencia efectiva de 185 MW, ingresó en funcionamiento la nueva unidad de la central térmica de Malacas, en Piura, Perú, perteneciente a Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA) del Grupo Enersis (hoy Grupo Enel). Esta nueva planta demandó una inversión de US$105 millones.
- El 6 de noviembre entró en servicio la primera unidad modernizada del proyecto Salaco en Colombia, correspondiente a la unidad 2 de la central Filo de Agua Darío Valencia Samper, con una capacidad instalada de 50 MW. Esta unidad generó 46,3 GWh desde su puesta en servicio hasta el 31 de diciembre a las 24 horas.



2014

- OPA por Coelce: El 14 de enero, Enersis (hoy Enel Américas), que hasta ese entonces controlaba el 58,87% de su filial Coelce, lanzó una OPA voluntaria para adquirir los títulos de todas las series de acciones emitidas por Coelce a un precio de R$49 por acción. Con esto, Enersis adquirió 3.002.812 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferentes tipo A y 424 acciones preferentes tipo B, equivalentes a una inversión aproximada de US$ 243 millones. Al terminar la operación, la empresa obtuvo una participación directa e indirecta de Coelce del 74,05%.
- En abril Enersis (hoy Enel Américas) subscribió un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú S.A., equivalentes al 39,01% de la propiedad, por un valor de US$413 millones. La transacción terminó en septiembre, y como resultado de ésta, Enersis (hoy Enel Américas) alcanzó el 58,60% de la participación económica de Edegel (hoy Enel Generación Perú)
- El 31 de julio de 2014, Enel Energy Europe S.R.L. hoy Enel Iberoamérica SRL, accionista mayoritario de Endesa, S.A. (con 92,06% de su capital social) propuso la adquisición del 100% del capital social de Endesa Latinoamérica, S.A. (actualmente, absorbida por Enel Iberoamérica SRL) operación fue concluida en octubre de 2014, y como resultado Enel S.A. pasó a controlar directamente el 60,62% de Enersis (hoy Enel Américas).

2015

- El 28 de abril de 2015, el Directorio de Enersis (actual Enel Américas), acordó iniciar los estudios de una posible reorganización societaria tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de las actividades desarrolladas fuera de Chile por Enersis y sus filiales Endesa Chile y Chilectra (hoy Enel Américas).
- El 16 de noviembre de 2015, la central El Quimbo de 400 MW en Colombia entra en operación comercial, luego de cinco años de construcción.
- El 18 de diciembre de 2015 se realizó la Junta Extraordinaria de Accionistas. En ésta los accionistas aprobaron la reestructuación societaria de Enersis y sus filiales Endesa Chile y Chilectra (hoy Enel Américas).

2016

- El 1 de marzo, se realizó La División de manera inmaterial de la entonces Enersis, Endesa y Chilectra, producto de la cual nacen Enel Chile, Endesa Américas y Chilectra Américas.
- El 21 de abril de 2016, se hace efectiva La División de las acciones de las compañías Enersis, Endesa y Chilectra, comenzando a transar las compañías resultantes - Enersis Américas, Enersis Chile, Endesa Américas, Endesa Chile, Chilectra Américas y Chilectra Chile - en la Bolsa de Comercio de Santiago. Asimismo, los ADR's ENIA, ENIC, EOCA y EOCC comienzan a transar el día 27 de abril del mismo año, en la Bolsa de Nueva York (NSYE).
- El 28 de septiembre se realiza la Junta Extraordinaria de Accionistas, en el estadio Enersis, donde se aprueba La Fusión entre Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, la que consistió, por parte de Enersis Américas absorber Endesa Américas y Chilectra Américas. Los principales propósitos de La Fusión fueron: 1) Alinear todos los intereses para inversiones tanto en generación como en distribución en el entorno Latinoamérica; 2) Estructura más simple con mayor visibilidad, eliminándose las participaciones cruzadas; 3) Mayor eficiencia y agilidad en los procesos de toma de decisiones, reducción de costos y eliminación de potenciales conflictos de interes.
- El 13 de septiembre se realiza el lanzamiento de la OPA (Operación con Partes Relacionadas) para accionistas de Endesa Américas, por un valor de $300 pesos por acción. Esta operación finaliza el día 28 de octubre.
- El 29 de septiembre comienza el periodo para ejercer el Derecho a Retiro por parte de los accionistas disidentes. Los precios establecidos fueron los siguientes: Enersis Américas $112,02 pesos, Endesa Américas $299,64 pesos y Chilectra Américas $472,79 pesos. El periodo para ejecer el Derecho a Retiro finalizó el 28 de octubre.
- El 1 de diciembre, se efectuó el cambio de nombre de la compañía Enersis Américas a Enel Américas, tras la fusión inmaterial con las empresas Endesa Américas y Chilectra Américas.
- El 30 de noviembre se anuncia que se presentó la mejor oferta para la adquisición de la distribuidora eléctrica CELG-D, dentro de un proceso de licitación organizado por el Gobierno Brasileño a través del Banco Nacional do Desenvolvimento. La oferta realizada por nuestra filial Enel Brasil ascendió a 2.187 millones de reales brasileños.
- El 29 de diciembre las compañías Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en la Bolsa de Comercio de Santiago y en la Bolsa de Nueva York, en su formato de ADR. De este modo, se realiza el canje de acciones y se materializa la fusión.

Inversiones y Actividades Financieras

Inversiones Relevantes Asociadas al Plan de Inversiones de la Compañía

La estrategia de financiamiento global de las filiales del grupo y créditos entre compañías se coordina, con el fin de optimizar la administración de deuda además de los términos y condiciones de nuestro financiamiento.

Nuestras filiales desarrollan planes de inversión de capital independientes que se financian sobre la base de la generación interna de fondos o el financiamiento directo. Una de nuestras metas es concentrarnos en aquellas inversiones que arrojarán beneficios a largo plazo, tales como proyectos para reducir las pérdidas de energía. Adicionalmente centrándose en el grupo Enel y buscando brindar servicios a todas las compañías del grupo, nuestro objetivo es reducir las inversiones a nivel de filial individual, en elementos tales como los sistemas de contratación, sistemas de telecomunicaciones y de información. Si bien se ha estudiado la forma de financiar estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la compañía, no se ha comprometido ninguna estructura de financiamiento particular y nuestras inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se necesite obtener el flujo de caja.

Nuestro plan de inversiones es suficientemente flexible para adaptarse a circunstancias cambiantes al otorgar distintas prioridades a cada proyecto de acuerdo a la rentabilidad y calce estratégico. Las prioridades de inversión están actualmente enfocadas a desarrollar el plan de obras en Perú y Colombia.

Para el período comprendido entre los años 2017 y 2019, esperamos desembolsar Ch$ 2.755 miles de millones en base consolidada en inversiones en las filiales controladas, relacionadas con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de nuestras redes de distribución, mantenimiento de las plantas de generación existentes, y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación.

La tabla que aparece a continuación muestra los gastos de capital que se espera realizar entre 2017 y 2019 y los gastos de capital incurridos por nuestras filiales en los años 2016, 2015 y 2014.

	Inversión (1) (en millones de Ch$)			
	2017-2019	2016	2015 (1)	2014 (1)
Fuera de Chile	2.754.744	831.704	1.362.561	1.089.362

(1) Las cifras de Capex representan los pagos efectivos para cada año, con excepción de las proyecciones

Inversiones en los años 2016, 2015 y 2014

Nuestras inversiones de capital en los últimos cuatro años estuvieron relacionadas principalmente al proyecto El Quimbo de 400 MW, en Colombia, así como también de la mantención de capacidad instalada existente. El proyecto El Quimbo inició operaciones comerciales el 16 de noviembre de 2015.

En diciembre de 2014, la optimización del proyecto Salaco en Colombia se completó, sumando un total de 145 MW al sistema colombiano. En 2015 se inició la inversión en el proyecto Malacas TG6 que conlleva la sustitución de las tres turbinas por una más eficiente capaz de funcionar a gas. Adicionalmente también invertimos para: (i) expandir nuestro servicio de distribución en respuesta a la creciente demanda de energía, (ii) mejorar la calidad de servicio, (iii) mejorar la seguridad, y (iv) reducir las pérdidas de energía, especialmente en Brasil.

Las inversiones de capital acá mencionadas fueron financiadas de la siguiente forma:

- **El Quimbo:** Emisión de bonos locales e internacionales.
- **Salaco**: Fondos generados por la compañía.

Generación

Nuestros gastos de capital en generación totalizaron $197 mil millones en 2016, mientras que en 2015, estos gastos totalizaron $447 mil millones.

En Colombia y Perú, se continúa con inversiones para los estudios y desarrollo del pipeline de proyectos tanto hidráulicos como de ciclo combinado.

En Colombia, nuestra principal inversión de expansión estuvo concentrada en la puesta en servicio del total de las unidades del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo (400 MW de potencia) el que ya se encuentra operativo.

Perú, durante 2016 invirtió en la sustitución de las turbinas de la planta térmica Malacas por una más eficiente capaz de funcionar en base a gas.

Distribución

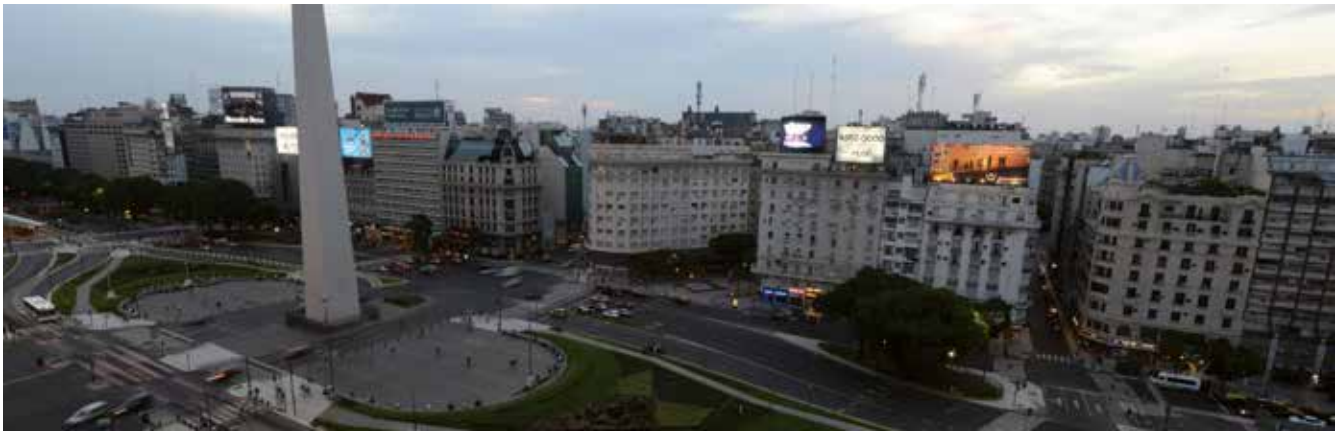
Durante 2016 se realizaron inversiones por $624 mil millones, principalmente para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, vía la inversión no solo en conexión de éstos, sino también en aumentos de capacidad y reforzamiento de las instalaciones en AT, MT y BT de las compañías. Por otra parte, en 2015, se realizaron inversiones por $600 mil millones, para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, como también para mejorar la calidad del servicio.

En el transcurso del ejercicio 2016 Edesur en Perú realizó inversiones por $132 mil millones con el objetivo de satisfacer el crecimiento de la demanda y mejorar la calidad del servicio. Estas inversiones permitieron alcanzar diversos logros: finalización de la ampliación de subestación Caballito, renovación de 54 kilómetros de redes eléctricas de media y baja tensión, 150 nuevos centros de transformación, 21 nuevos centros de transformación MT/BT.

En Perú, Edelnor llevó a cabo inversiones por un monto total de $83 millones de pesos enfocadas principalmente en satisfacer el crecimiento en la demanda, buscando siempre reforzar la seguridad en los alimentadores de Media y Baja Tensión.

En Brasil, la inversión total alcanzó a $283 mil millones de pesos. En particular, Enel Rio realizó inversiones por un total de $178.7 mil millones de pesos, principalmente concentrada en mejorar la calidad de las redes de distribución y en proyectos de reducción de pérdidas. Además, invirtió en sistemas de control mediante el uso de tecnología y actividades sociales. En el caso de Enel Ceará, la inversión totalizó los $104.1 mil millones pesos con el objetivo de satisfacer las necesidades de red y conexión de los clientes. También se realizaron inversiones para soportar el sostenido crecimiento de la demanda que ha presentado el estado de Ceará durante los últimos años, incluyendo también proyectos de aumento de carga.

En Colombia, las inversiones realizadas totalizaron $143 mil millones pesos principalmente focalizadas en proyectos que mejoran la calidad del servicio a través de la normalización, modernización y telecontrol de redes, así como en obras requeridas para satisfacer el crecimiento de la demanda, la repotenciación de circuitos, la seguridad en las operaciones, el control de pérdidas y en temas relacionados con tecnología, bienes inmuebles y requerimientos legales. Se destaca el avance de la Subestación Nueva Esperanza, proyecto que conlleva una inversión total de $22 millones, así como la continuidad del Proyecto de Modernización del Alumbrado Público que comprenderá la instalación de luminarias LED y tipo halogenuro en Bogotá.



Actividades Financieras

Finanzas

2016 para Latinoamérica, y en especial para nuestros mercados relevantes, estuvo marcado por eventos políticos importantes, tanto a nivel regional como global, así como por un desarrollo económico mixto, acorde al desarrollo individual de cada uno de los países en donde Enel Américas tiene presencia.

En Argentina, durante el año 2016 se implementaron numerosas reformas hacia una mayor apertura comercial y aumento de transparencia, que implicaron entre otras medidas, la liberación del cepo cambiario y los esfuerzos del gobierno por renegociar la deuda externa, lo que redundó en el retorno de Argentina a los mercados internacionales, después de años sin acceso a financiamiento extranjero.

Brasil mostró, durante 2016, una persistente recesión que llegó a 3,6% evidenciando un ajuste gradual de la economía hacia un producto interno levemente mejor que en 2015, en donde registró una caída de la actividad de 3,8%. Brasil fue también impactado por una inestabilidad política, al ser destituida la Presidente de la República hacia mediados de año por vínculos con casos de corrupción.

En Colombia, el año 2016 estuvo marcado por una alta inflación, incluso sobre el 8%, que hizo elevar la tasa de política monetaria hasta 7,75%, impactando en el costo de financiamiento local. Durante la segunda mitad del año, se votó un Referéndum sobre el proceso de paz, que añadió incertidumbre respecto del desarrollo futuro del país. Colombia registró durante 2016 un crecimiento del 2%.

Por último, Perú es el país donde Enel Américas tiene operaciones con mayor tasa de expansión anual, registrando un crecimiento en 2016 de 3,9%, fuertemente impulsada por la minería. El país vivió durante el año 2016 cambio de gobierno, que se ha manifestado favorable al mercado y desarrollo económico del país.

Las economías Latinoamericanas también se vieron impactadas por el desarrollo económico y político de los mercados desarrollados, en particular de Estados Unidos. Dicho país mostró un fortalecimiento de su economía durante 2016, registrando una variación anual de su producto interno bruto de 1,6% durante 2016, básicamente impulsado por el consumo, reflejado en un mercado laboral robusto. Sin embargo, las elecciones Presidenciales en Estados Unidos generaron una importante volatilidad en los mercados financieros hacia el mes de octubre, incluso impactando en el mercado de divisas emergentes. Hacia finales de año, la Federal Reserve decidió elevar la tasa de política monetaria en 25 puntos básicos, para llegar a una banda entre 0,5% y 0,75%, lo que generó una depreciación de algunas divisas de países emergentes.

Los mercados financieros se mantuvieron abiertos en los países donde Enel Américas tiene presencia, lo que permitió a sus filiales acceder a los recursos necesarios para financiar sus proyectos e inversiones y continuar con el refinanciamiento de su deuda, cumpliendo con una política que permite tener los riesgos financieros controlados. Asimismo, Enel Américas fue capaz de emitir en el mercado americano un Yankee Bond por US$600 millones, con una alta demanda, demostrando el interés de la comunidad de inversionistas internacional por la compañía.

Principales Operaciones Financieras Concretadas

Brasil

Ampla y Coelce obtuvieron financiación del Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), para el desarrollo de su programa de inversiones 2014/15 por un total de US$ 177 millones.

Ampla obtuvo 2 préstamos con bancos internacionales por un total de US$ 120 millones aproximadamente, de los cuales US$ 75 millones están garantizados por Enel Américas. Asimismo, la compañía renovó líneas de crédito comprometidas por US$ 30 millones, aproximadamente.

Coelce renovó líneas comprometidas bancarias por US$ 15 millones.

Colombia

Emgesa colocó en el mes de febrero bonos locales por un total de 525.000 millones de pesos colombianos (US$ 175 millones, aproximadamente). Asimismo, en el mes de septiembre realizó una nueva emisión por 300.000 millones de pesos colombianos (US$ 100 millones). Estas emisiones se realizaron para refinanciamiento de pasivos y financiamiento de inversiones.

Codensa firmó 2 préstamos bancarios por un total de 362.000 millones de pesos colombianos (US$ 120 millones), principalmente para refinanciamiento de pasivos y financiamiento de inversiones.

En octubre, Codensa se fusionó con DECSA y Empresa Eléctrica de Cundinamarca ("EEC"), para la captura de mayores sinergias en el negocio de distribución local. Dicha operación implicó un aumento de capital, donde Enel Américas aportó con un porcentaje equivalente al de su participación. Con lo anterior, los activos y pasivos de EEC comenzaron a ser consolidados por Enel Américas.

Perú

Enel Distribución Perú (ex Edelnor) colocó en marzo bonos locales por 105 millones de nuevos soles peruanos (US$ 32 millones, aproximadamente). Asimismo, en julio realizó una nueva emisión por 100 millones de nuevos soles peruanos (US$ 30 millones, aproximadamente). Por último, se realizó una tercera emisión de bonos por 72 millones de nuevos soles peruanos (US$ 21 millones, aproximadamente). Estas emisiones se realizaron para refinanciamiento de pasivos. Asimismo, Enel Distribución Perú (ex Edelnor) obtuvo un préstamo bancario por US$ 15 millones, aproximadamente.

Enel Generación Perú (ex Edegel) obtuvo un préstamo bancario por US$22 millones.

Enel Generación Piura (ex EEPSA) contrató un leasing bancario por US$54 millones para la financiación de una nueva turbina.

Holding Enel Américas

Enel Américas firmó, durante el primer trimestre de 2016, una línea comprometida revolving por UF 2,85 millones (US$ 100 millones, aproximadamente) con un consorcio de bancos.

Como parte de su proceso de reorganización societaria, Enel Américas ejecutó 2 operaciones para garantizar el financiamiento de la reordenación. En primer lugar, firmó un Senior Unsecured Term Loan Agreement con un consorcio de 5 bancos internacionales, por US$ 1.500 millones, con un *tranche* en pesos chilenos y otro en dólares.

En octubre, Enel Américas colocó un *Yankee Bond* en el mercado americano por un total de US$ 600 millones, a 10 años plazo y a una tasa de carátula de 4%, lo que implicó un spread sobre benchmark de 245 puntos básicos. Dicho bono fue utilizado en parte para refinanciamiento de pasivos.

Política de Cobertura

Tipo de Cambio

La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera, y los niveles de activos y pasivos en dicha moneda. El objetivo es minimizar la exposición de los flujos al riesgo de variaciones de tipo de cambio. Como parte de esta política, Enel Américas contrató forwards por US$ 300 millones para cubrir flujos provenientes de las filiales extranjeras en distintas monedas, aproximadamente.

Asimismo, en diciembre se adjudicó la compra de la distribuidora brasileña CELG, como parte del proceso de privatización de activos del sector eléctrico en Brasil, por un total de $2.187 millones de reales brasileños. Dicha compra fue financiada con fondos de Enel Américas, y el riesgo cambiario cubierto mediante forwards.

Enel Américas, como parte de su proceso de reorganización, decidió cambiar su moneda funcional, desde el peso chileno al dólar estadounidense. Es por esto, que parte de la caja mantenida por la compañía fue cubierta para transformarla desde pesos chilenos a dólares americanos, por un total de US$ 750 millones aproximadamente.

En suma, Enel Américas operó derivados forward por más de US$ 1.700 millones durante 2016.

Tipo de Interés

La política del Grupo consiste en mantener niveles de deuda fija y protegida sobre la deuda neta total, dentro de una banda de más menos 10% con respecto a la razón establecida en el presupuesto anual. En caso de presentarse alguna desviación con respecto al presupuesto, se realizan operaciones de cobertura en función de las condiciones del mercado. Al cierre de diciembre, el nivel consolidado de deuda fija, y/o protegida por sobre la deuda bruta total después de derivados contratados fue de 44%.

Clasificación de Riesgo

El 9 de noviembre de 1994, Standard and Poor's y Duff & Phelps clasificaron por primera vez a Enersis (hoy Enel Américas) en BBB+, esto es, compañía con grado de inversión. Posteriormente, en 1996, Moody's clasificó la deuda de largo plazo en moneda extranjera de la compañía en Baa1.

Durante el transcurso del tiempo, la mayoría de las clasificaciones de riesgo han variado. Actualmente, todas están en "grado de inversión", las que se fundamentan en la diversificada cartera de activos, la liquidez y adecuadas políticas de cobertura de servicio de deuda.

Resumiendo los principales acontecimientos que han tenido lugar durante 2016, podemos destacar los siguientes:

El 03 de febrero 2016, Standard & Poor's clasificó a Enersis Américas (actualmente Enel Américas) asignándole un rating "BBB" con perspectivas estables en escala internacional. Esto es "grado de inversión". El rating se ratificó posteriormente el 23 de febrero y el 01 de diciembre 2016.

Luego, el 02 de marzo 2016, Fitch Ratings clasificó a Enersis Américas (actualmente Enel Américas) asignándole un rating "BBB" en escala internacional y "AA" en escala nacional. Las perspectivas son estables. El rating se ratificó posteriormente el 28 de septiembre y el 30 de noviembre 2016.

Por otro lado, el 04 de abril 2016 Feller Rate clasificó a Enersis Américas (hoy Enel Américas) en escala local. El rating asignado fue "AA-" con perspectivas estables. El rating se ratificó posteriormente el 07 de julio 2016.

Finalmente, la agencia Moody´s revisó y ratificó la clasificación corporativa de Enel Américas el 30 de diciembre 2016, asignándole un rating "Baa3". Las perspectivas son estables.

Las clasificaciones de la compañía se fundamentan en el diversificado portafolio de activos que posee la compañía, fuertes parámetros crediticios, adecuada composición de deuda y amplia liquidez.

Clasificación Internacional

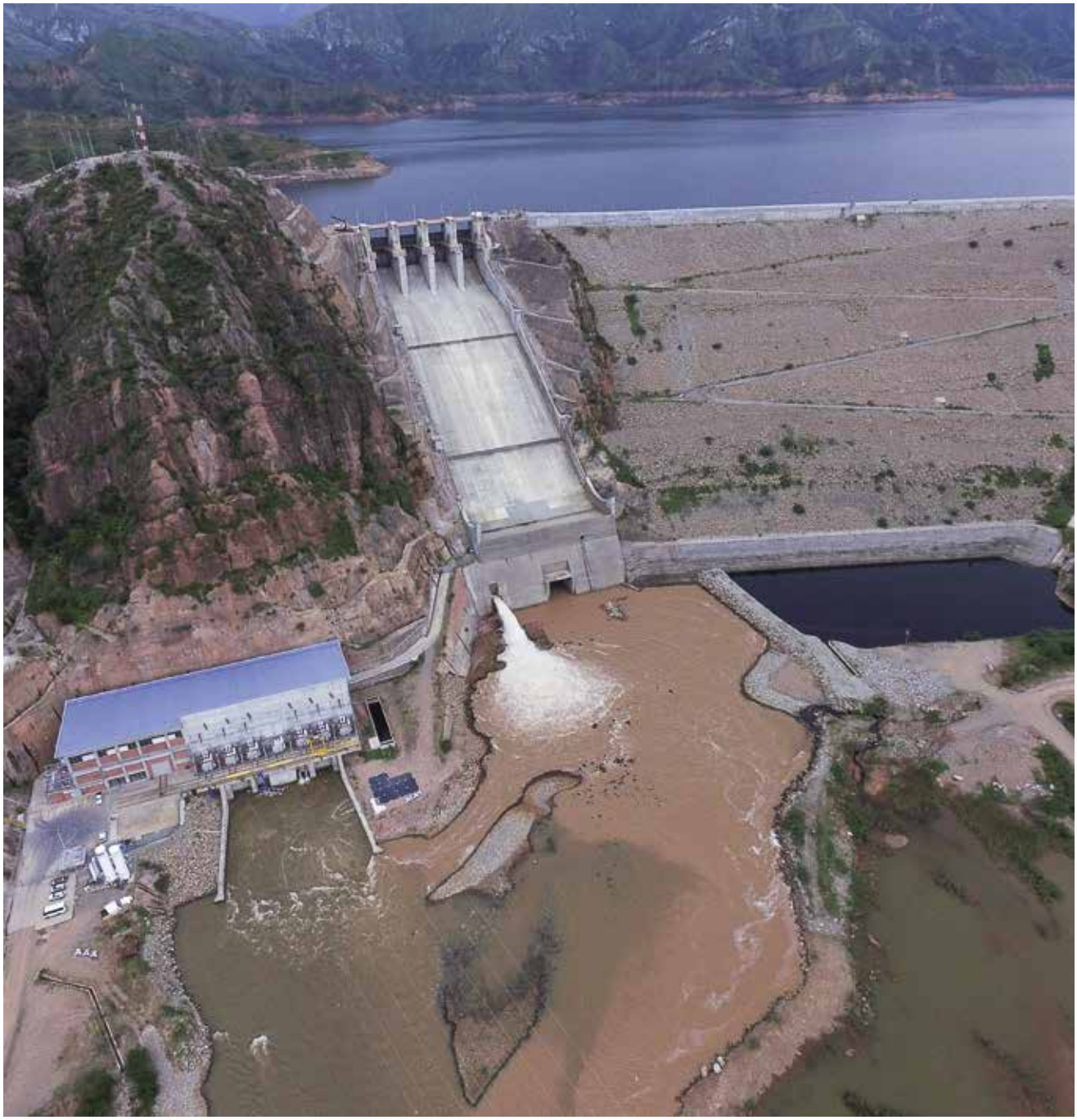
Enel Américas	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB / Negativo	Baa3 / Estable	BBB / Estable

Clasificación Local

Enersis	Feller Rate	Fitch	Humphreys
Acciones	1° clase, Nivel 2	1° clase, Nivel 1	1° clase, Nivel 1
Bonos	AA- / Estable	AA- / Estable	AA / Estable

Propiedades y Seguros

Enel Américas está adscrita a un programa mundial de cobertura de riesgos, tanto en daños materiales, terrorismo, interrupción de negocios y responsabilidad civil liderada por su matriz Enel SpA. 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 01 de noviembre del 2016 hasta el 31 de octubre de 2017.



Marcas

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

La marca "Enel Américas" se encuentra en proceso de registro.

Proveedores, Clientes y Competidores Relevantes

Siendo Enel Américas S.A. una sociedad "holding" que opera principalmente en el ámbito de la generación y distribución en Latinoamérica, se ha optado por considerar los proveedores, clientes y competidores relevantes de sus principales filiales.

En concordancia con lo anterior, se estableció que los proveedores, clientes y competidores relevantes son los siguientes:

- **Argentina:** Argencobra S.A., Rowing S.A., Mors S.A., Kioshi S.A., Nizza Davidson Ing. y Obras S.R.C., Duro Felguera Arg. S.A., Masa Arg S.A., Mole All Services S.A., DF Services-Mosa Oper Int. S.L., Mitsubishi Corporation, Wartsila Services Switzerland Ltd., IMC SRL-MEI SRL-UTE, Turismo Patagonia S.A., Zeppilli, Enrique Félix, Jobras S.R.L., Gobierno de la Ciudad de Buenos Aires, Municipalidad de Quilmes, Telefónica Argentina S.A., Metrovías S.A., Coto C.I.C. S.A., Minera Cumbrera, Chevron Argentina, Petroquímica Comodoro Rivadavia, SADESA, AES, Pampa, Petrobras, YPF Energ (Ex Pluspeteg).-

- **Brasil:** Compel-Const. Mont. Proj. Elet Ltda., Soter Soc. Tecnica de Engenharia S.A., Medral Serv. e Infraestrutura Ltda., Endicon Engenharia de Instalacoes, Pers. Serv RH e Asses Empresarial, Endicon Engenharia de Instalacoes, Cosampa Servicos Eletricos Ltda., Dinamo Engenharia Ltda. E.P.P., B& QEnergia Ltda., Consorcio CCELPS Energia, Bolt Serv. e Comizacao Ener. Ltda, BTG Pactual Empresa Operadora do Mercado Energetico, Porto do Delta Energia, EDP Comercializ. e Serv. de Ener., Voith Hydro Ltda., Ge Global Parts & Products GMBH, Cia. Gestao dos Recursos Hidricos, Alstom Energia Termica e Ind. Ltda., Mckinsei & Company, Cagece, Ferbasa, Volkswagen, Ajinomoto, Johnson Controls, Bunge, Energiza Fazenda Nova Friburgo Dist. De Energia, Cedae, OI (Telemar), Cooperativa de Eletrificacao Rural Cachoeira de Macacu Itaborai, Cagece de Agua e Esgoto Ceara, Ceara Portos Cia de Int. Port. do Ceara, Cogerh EB Castanhao EB Canal Intergraca, Companhia Brasileira de Distribucao, Compania de Bebidas das Americas Ambev, Engie, Chesf, Cemig Geracao, Furnas, Petrobras Pie.

- **Colombia**: Transportes C&F, Transportes Especializados JR S.A.S, Corporación de Taxis de Colombia S.A., Cam Colombia Multiservicios S.A.S, Consorcio Mecam., Deltec S.A., Villa Hernández y Compañía S.A.S, Obras y Diseños S.A., Electrificadora del Caribe S.A., Compañía Eléctrica de Tolima, Empresas Públicas de Medellín, CENS S.A. ESP, Electrificadora del Huila, Alumbrado Público Distrito Capital, Corporación de Abastos de BTA S.A., Primadera S.A.S., Desarrolladora Fontanar SAS, Carbones Rodríguez y Cia SCA. Italcol, Empresas Públicas de Medellín E.S.P, Isagen S.A. E.S.P., A.E.S. Chivor & Cia. S.C.A. E.S.P, Gecelca S.A. E.S.P., Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P., Isagen, Electricaribe S.A. E.S.P., Dicel.

- **Perú:** Siemens S.A.C, Confipetrol Andina S.A., Siemens Energy Inc., Servicios Generales Hidráulicos, Andritz Hydro AG, Indeco S.A., Hermes Transportes Blindados S.A., Compañía Americana de Multiservcios, Tyco Electronics del Perú S.A.., CAM Servicios del Perú S.A., Vorantim Metais Cajamarquilla, Luz del Sur, Minera Chinalco Perú, Hudbay Perú, Cerámica Lima S.A., Lima Airports Partners SRL, Compañía Industrial Nuevo Mundo S.A., Tecnología Textil S.A., Gym Ferrovias S.A. (Línea 1 del Metro de Lima), Engie, Kallpa Generación, Electroperú, Fenix Power, Duke Energy, Stakraft, Cía. Eléctrica Santa Rosa.

enel

Factores de Riesgo

Política de Gestión de Riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas 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 Américas.

Riesgo de Tasa de Interés

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

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

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

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

Posición Bruta

	31-12-2016 %	31-12-2015 %
Tasa de interés fijo	44%	30%

Riesgo de Tipo de Cambio

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

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

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

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

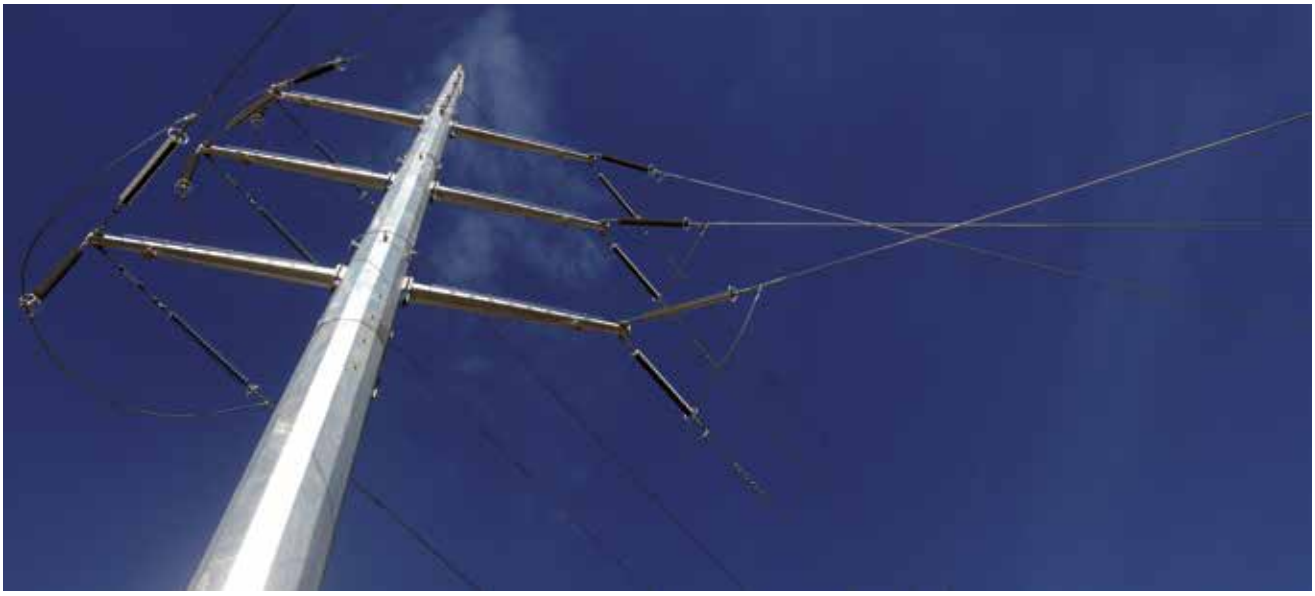
Riesgo de Commodities

El Grupo Enel Américas 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. Para el caso de los clientes regulados sometidos a procesos de licitación de largo plazo, se determinan polinomios de indexación que permitan reducir la exposición a commodities.

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2016, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía por 69,84 GWh, para el periodo Ene-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 15,12 GWh para el periodo Ene-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 31 de diciembre de 2016 se liquidaron diez (10) contratos de venta y uno (1) de compra de futuros de energía cada uno por 0,36 GWh. Al 31 de diciembre de 2015 no había operaciones en el mercado de derivados energéticos.



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.

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M$ 1.800.510.297 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 86.993.868 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de Crédito

Enel Américas realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por Cobrar Comerciales

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

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

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

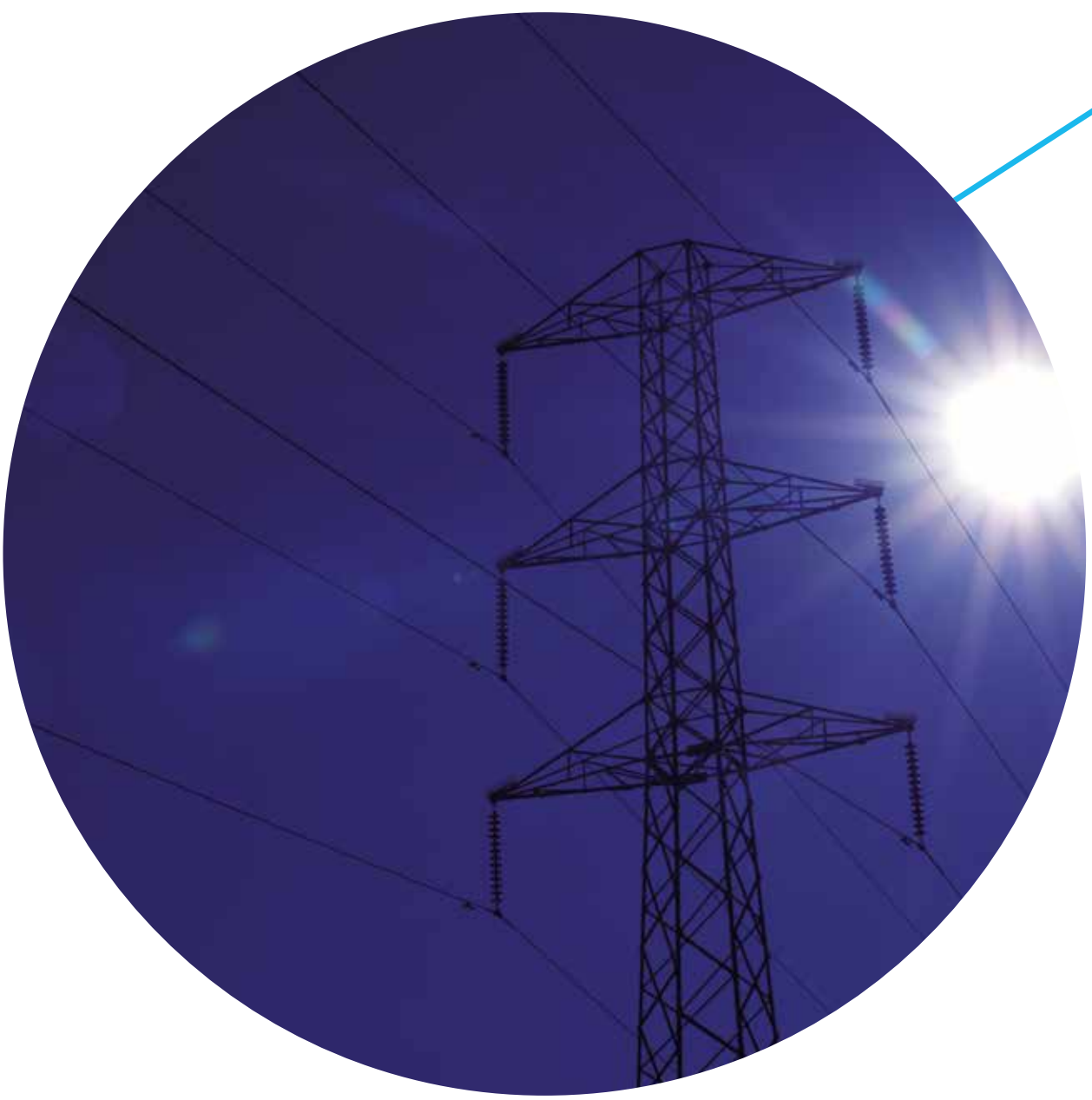
Activos de Carácter Financiero

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

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

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

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



Medición del Riesgo

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

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

- Deuda Financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda.

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

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

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M$ 112.729.307.

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 Factores del Riesgo

Una crisis financiera, u otra crisis, en cualquier región del mundo puede tener un impacto significativo en los países en los que Enel Américas opera y consecuentemente, afectar adversamente las operaciones, así como la liquidez

Los cuatro países en los que Enel Américas tiene inversiones en el negocio de electricidad son vulnerables a impactos externos, incluyendo eventos financieros y políticos, que pueden causar dificultades económicas significativas y afectar su crecimiento. Si cualquiera de estas economías experimentase un crecimiento económico menor que lo esperado o una recesión, es probable que los clientes de la compañía demanden menos electricidad y algunos de los clientes pueden experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, posiblemente incrementando las cuentas incobrables de la Compañía. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas.

Las crisis financieras y políticas en otras partes del mundo podrían afectar de manera adversa el negocio de la Compañía. Por ejemplo en 2016, la elección presidencial de Donald Trump en los Estados Unidos aumentó considerablemente la volatilidad de los mercados financieros mundiales debido a la incertidumbre en las decisiones políticas. Las nuevas políticas de los EE.UU. podrían afectar los mercados mundiales y el comercio global y resultaría en volatilidad renovada, especialmente respecto a los precios de los commodities. Además, la inestabilidad en el Medio Oriente u otras regiones productoras de combustibles podría tener como resultado mayores precios de los combustibles en el mundo, lo que a su vez podría incrementar los costos de combustible para las centrales termoeléctricas de la Compañía y afectar de manera adversa los resultados operacionales y la condición financiera de Enel Américas.

Además, una crisis financiera y su efecto negativo en la industria financiera pueden tener un impacto adverso en la capacidad para obtener nuevos financiamientos bancarios en los mismos términos y condiciones históricos que la Compañía ha tenido hasta ahora.

Una crisis financiera o un evento político u otra crisis podrían disminuir la capacidad para acceder a los mercados de capital en los cuatro países en los cuales Enel Américas opera, como también a los mercados internacionales de capital por otras fuentes de liquidez, o aumentar las tasas de interés disponibles para la Compañía. La liquidez reducida, a su vez, puede afectar los gastos de capital, las inversiones a largo plazo y adquisiciones, las perspectivas de desarrollo y la política de dividendos de Enel Américas.

Las fluctuaciones económicas en Sudamérica pueden afectar las operaciones y la condición financiera, así como el valor de los títulos de Enel Américas

Todas las operaciones se ubican en cuatro países de Sudamérica. Por ende, los ingresos consolidados pueden estar afectados por el desempeño de las economías sudamericanas en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera adversa la economía de cualquiera de los cuatro países en los cuales se tienen inversiones u operaciones, la condición financiera y los resultados operacionales podrían verse adversamente afectados. Además, Enel Américas tiene inversiones en países volátiles, incluyendo a Brasil. En Brasil, en 2015, hubo cierta inestabilidad en el sector político debido a escándalos de corrupción que involucraron a varios representantes del Gobierno, incluyendo a la Presidenta del país, quién enfrentó un proceso de impeachment y fue finalmente destituida en 2016. Esta situación ha llevado a un deterioro de la economía brasileña, registrando una recesión por segundo año consecutivo, con un PIB negativo de [3,6%]. En 2016, el 36% de los ingresos operacionales y el 22% de los resultados operacionales de Enel Américas, se originaban en Brasil.

Los flujos de efectivo insuficientes en las filiales ubicadas en estos países volátiles han llevado, en algunos casos, a la incapacidad de cumplir con obligaciones financieras y la necesidad de pedir exenciones al cumplimiento de condiciones financieras restrictivas o, hasta cierto punto, solicitar garantías u otras medidas de emergencia de parte de la Compañía como accionistas, incluyendo aumentos extraordinarios de capital.

La ocurrencia de futuros eventos adversos en estas economías puede dificultar la capacidad de llevar a cabo los planes estratégicos de Enel Américas, lo que podría

afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Además, los mercados financieros y de valores en Sudamérica son influenciados en diferentes grados por las condiciones económicas y de mercado de otros países, lo que podría afectar de manera adversa el valor de los títulos de Enel Américas.

Ciertas economías sudamericanas se han caracterizado históricamente por las frecuentes y, ocasionalmente drásticas, medidas intervencionistas económicas de sus autoridades gubernamentales incluyendo expropiaciones, lo que puede afectar de manera adversa el negocio y resultados financieros de Enel Américas

Las autoridades gubernamentales han modificado las políticas monetarias, crediticias, tarifarias, tributarias y otras, con el objeto de influir en el rumbo de las economías de Argentina, Brasil, Colombia y Perú. A pesar que Enel Américas no tiene activos en Chile, Enel Américas está constituida bajo las leyes de la República de Chile y por ende, está sujeta a los cambios en las leyes tributarias, laborales y monetarias, entre otros, del país. Por ejemplo, en septiembre del 2014, el gobierno de Chile aprobó una reforma tributaria, la cual impactó los resultados de la Compañía.

Además, los Gobiernos de Colombia y de Perú han implementado nueva reforma tributaria durante el año 2016, aumentando, entre otros, la tasa de impuesto. Otras medidas gubernamentales en los países de Sudamérica han también involucrado los controles de los salarios, los precios y tarifas, además de otras medidas intervencionistas tales como la expropiación y la nacionalización.

En el negocio de distribución, si no se cumple con cierto estándar de servicio y técnico, existe el riesgo de perder las concesiones. Al 31 de diciembre del 2016, Enel Américas tenía cinco áreas de concesión en unos de los centros más urbanos de Sudamérica. En algunos de ellos, como Buenos Aires (Argentina) y como Rio de Janeiro (Brasil) por ejemplo, dado su regulación y condiciones económicas y financieras, lograr un alto estándar puede resultar difícil. En el caso de no ser posible cumplir con estos estándares regulatorios, el regulador eléctrico local podría revocar las concesiones de la Compañía y reasignarlas a los competidores de Enel Américas.

Los cambios en las políticas gubernamentales y monetarias sobre las tarifas, controles cambiarios, regulaciones y tributación, pueden reducir la rentabilidad de Enel Américas. La inflación, devaluación, inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta a estas circunstancias de los Gobiernos de la región, pueden también reducir la rentabilidad de la Compañía.

El negocio eléctrico está expuesto a riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos y actos de terrorismo, que podrían afectar de manera adversa las operaciones, ingresos y flujos de caja de Enel Américas

Las instalaciones principales de Enel Américas incluyen centrales generadoras, activos de transmisión y de distribución. Las instalaciones de la Compañía pueden sufrir daños por terremotos, inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o por acción humana, como también actos de terrorismo, vandalismo y de disturbios. Un evento catastrófico podría ocasionar interrupciones en el negocio, generando reducciones significativas de los 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 la ocurrencia de un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de las pólizas de seguro de Enel Américas, que normalmente contemplan un deducible y están sujetos a montos máximos por siniestro.

Por ejemplo, el 6 de mayo de 2013, se rompió una hoja de la unidad de turbina a gas Nº 7 de la planta Santa Rosa de Enel Generación Perú, produciendo daños catastróficos en la unidad como consecuencia de la combustión del aceite lubricante. Los daños de la turbina fueron clasificados como pérdida total y su costo de sustitución superó los US$ 60 millones en daños materiales y lucro cesante. La unidad estuvo fuera de servicio durante 19 meses, y reinició sus actividades el 5 de diciembre de 2014. Accidentes como éste pueden perjudicar las operaciones, ingresos y flujos de caja de Enel Américas.

Enel Américas está sujeto 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 está sujeto al cumplimiento de obligaciones de la deuda, todo lo cual podría afectar adversamente la liquidez de la Compañía

Al 31 de diciembre de 2016, la deuda consolidada de Enel Américas ascendió a Ch$ 2.884 mil millones.

La deuda de Enel Américas tenía el siguiente perfil de vencimiento:

- Ch$ 498 mil millones en 2017;
- Ch$ 825 mil millones desde 2018 a 2019;
- Ch$ 508 mil millones desde 2020 a 2021; and
- Ch$ 1.053 mil millones de 2021 en adelante.

A continuación, hay un desglose por país de la deuda que vence en 2017:

- Ch$ 204 mil millones para Colombia
- Ch$ 204 mil millones para Brasil;
- Ch$ 80 mil millones para Perú;
- Ch$ 3 mil millones para Argentina; y
- Ch$ 7 mil millones para Chile.

Algunos de los contratos de deuda de Enel Américas están sujetos a (1) cumplimiento de ratios financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento, (4) eventos de prepago obligatorio por incumplimiento de condiciones contractuales y (5) ciertas cláusulas de cambio de control por fusiones o desinversiones significativas, entre otras disposiciones. Una parte significativa de la deuda financiera de la Compañía está sujeta a cláusulas de incumplimiento cruzado que tienen variadas definiciones, criterios, umbrales de materialidad y aplicabilidad en las filiales en las que se originaría dicho incumplimiento cruzado.

En el caso que Enel Américas o sus importantes filiales incumplan con alguna de estas disposiciones contractuales significativas, los acreedores de la Compañía pueden exigir el reembolso inmediato, y una porción significativa de la deuda de Enel Américas podría vencer y llegar a ser exigible. Por ejemplo, Ampla se ha visto enfrentada a problemas financieros como consecuencia de la situación económica y política brasileña, que originó una demanda menor por electricidad, mayores costos debido a la inflación y, en el caso específico de Ampla, un deterioro de sus flujos de caja y EBITDA, similar a otras empresas de distribución en el mercado brasileño. Ampla debió renegociar algunos de sus covenants financieros entre diciembre 2015 y enero 2016, para así evitar el incumplimiento de los mismos. Existe el riesgo adicional de incumplimiento si el ambiente económico en Brasil sigue empeorando. En marzo de 2016, como consecuencia de la deterioración crediticia de Ampla, Enel Américas tuvo que garantizar un préstamo bancario de Ampla por 75 MMUSD y cuyo plazo era de 3 años. En julio del 2016, Enel Américas otorgó prestamos intercompañias a Enel Brasil para su estabilidad financiera.

Es posible que Enel Américas no tenga la capacidad de refinanciar el endeudamiento o de obtener dicho refinanciamiento en términos que sean aceptables para la compañía. En la ausencia de dicho refinanciamiento, Enel Américas podría verse obligada a enajenar activos con el fin de hacer los pagos vencidos de su endeudamiento bajo circunstancias que podrían ser desfavorables para la obtención del mejor precio para dichos activos. Más aun, es posible que no se pudiesen vender los activos lo suficientemente rápido o por montos suficientemente altos para permitir realizar dichos pagos.

Enel Américas podría también no tener la capacidad de obtener los fondos requeridos para completar sus proyectos en desarrollo o en construcción. Las condiciones de mercado existentes en el momento de requerir esos fondos u otros sobrecostos no previstos pueden comprometer la capacidad de la Compañía para financiar estos proyectos e inversiones.

A la fecha, la Compañía considera que Brasil es un país en el cual opera con el mayor riesgo de refinanciación. Al 31 de diciembre de 2016, la deuda de terceros de las filiales brasileñas de Enel Américas ascendía a Ch$ 640 mil millones. La incapacidad de Enel Américas para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o refinanciar la deuda existente de la compañía podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas.

Es posible que la Compañía no sea capaz de efectuar adquisiciones apropiadas

Enel Américas revisa constantemente las proyecciones de adquisiciones que puedan aumentar la cobertura de mercado o complementar los negocios existentes, aunque no se pueda asegurar que se pueda identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controla Enel Américas es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, y que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si se lleva a cabo una adquisición, podría ser que se incurra en deudas importantes y que se tenga que asumir obligaciones desconocidas, la potencial pérdida de empleados claves, gastos de amortización relacionados con activos tangibles y la distracción de la Gerencia 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 el negocio, condición financiera o resultados operacionales de Enel Américas.

Puesto que el negocio depende en gran medida de las condiciones hidrológicas, las condiciones de sequía y el cambio climático pueden afectar de manera adversa las operaciones y rentabilidad de Enel Américas

Aproximadamente el 53% de la capacidad instalada de generación consolidada en 2016 fue hidroeléctrica. Por lo tanto, las condiciones hidrológicas extremas y el cambio climático pueden afectar adversamente el negocio, los resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas. En los últimos años, la hidrología regional se ha visto afectada por dos fenómenos climáticos – "El Niño" y "La Niña" – los que tuvieron un impacto sobre las lluvias y resultaron en sequías, afectando la habilidad de Enel Américas para distribuir la energía desde sus instalaciones hidroeléctricas. Por ejemplo, en Brasil, donde el 67% de la capacidad instalada de Enel Américas es hidroeléctrica, las bajas contribuciones hidrológicas registradas desde 2014 y el consiguiente aumento en los precios de despacho termoeléctrico y precios spot motivaron a las autoridades a realizar cambios regulatorios modificando los límites superiores. Comparado al año 2013, los niveles de la presa de embalse siguen siendo bajos. Adicionalmente, el fenómeno de El Niño ha afectado las condiciones hidrológicas en Colombia entre mayo de 2015 y mayo 2016, llevando a una escasez de precipitaciones y altas temperaturas, y, consecuentemente, a un aumento en los precios de la energía. Cada evento del Niño es distinto y, dependiendo de su intensidad y duración, la magnitud de sus efectos sociales y económicos puede ser más pronunciada. Perú también ha experimentado escasez de precipitaciones, especialmente hacia fines de 2016 y los pronósticos muestran una disminución en el flujo natural de las cuencas donde opera Enel Américas. En 2016, el nivel de volumen útil de los embalses de agua fueron en promedio 6,8% inferior al nivel del 2015.La situación hidrológica dependerá del nivel de los embalses a comienzos de mayo 2017.

Los costos operacionales en las centrales termoeléctricas pueden ser considerablemente más altos que los costos de las centrales hidroeléctricas. Nuestros gastos de explotación aumentan durante estos períodos. Además, 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 de suministro y el costo de estas compras de electricidad puede superar el precio al que debemos vender la electricidad contratada, ocasionando así pérdidas por esos contratos.

Las sequías también afectan la operación de las centrales termoeléctricas de Enel Américas, incluyendo las instalaciones que utilizan gas natural, diesel, o carbón como combustible, de la siguiente manera:

- Las centrales termoeléctricas de Enel Américas, que generalmente son usadas con mayor frecuencia durante los periodos de sequía, requieren agua para la refrigeración. La sequía no solo reduce la disponibilidad de agua, sino que también incrementa la concentración de productos químicos tales como sulfatos en el agua. La alta concentración de químicos en el agua que se utiliza para refrigeración aumenta el riesgo de daño en los equipos de las centrales termoeléctricas, así como el riesgo de infringir regulaciones medioambientales relevantes. En consecuencia, es posible que se tenga que comprar agua de las áreas agrícolas que también experimentan escasez de agua. Estas compras de agua pueden incrementar los costos operacionales y nos obliga a Enel Américas a negociar con las comunidades locales.

- Las centrales termoeléctricas que queman gas generan emisiones tales como dióxido de azufre (SO_2) y gases de óxido de nitrógeno (NO). Cuando operan con petróleo diésel también se emiten materia de partículas en la atmósfera. Las centrales a carbón generan emisiones de SO_2 y NO. Por lo tanto, el mayor uso de centrales termoeléctricas en periodos de sequía aumenta el riesgo de producir mayores niveles de contaminantes.

Las sequías que han afectado a las regiones donde la mayoría parte de las centrales hidroeléctricas puede durar un período prolongado y nuevos episodios de sequias pueden ocurrir en el futuro. Una sequía prolongada puede exacerbar los riesgos descritos anteriormente y tener un efecto adverso en el negocio, resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas.

El negocio de distribución también es afectado por las condiciones climáticas, como por ejemplo, una temperatura media que podría moderar el uso de calefacción o aire acondicionado, afectando el consumo de energía. Incluso teniendo temperaturas extremas, la demanda puede aumentar de manera significativa dentro un corto periodo de tiempo, lo que podría afectar el servicio y resultar en un interrupción con el riesgo adicional de estar sujeto a multa por parte de las autoridades. Dependiendo de las condiciones meteorológicas, los resultados obtenidos por el negocio de distribución puede variar significativamente de un año a otro.

Normas gubernamentales pueden afectar adversamente el negocio de Enel Américas

Enel Américas está sujeto a extensas regulaciones sobre las tarifas que aplica a sus clientes y a otros aspectos del negocio, y estas regulaciones pueden tener un impacto adverso en la rentabilidad de la Compañía. Por ejemplo, los gobiernos de los países donde opera Enel Américas, pueden aplicar unas políticas materiales de racionamiento durante las sequías o fallas prolongadas en los servicios de racionamiento, las que podrían afectar adversamente el negocio, resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas.

Las autoridades gubernamentales podrían postergar el proceso de revisión tarifaria (como ocurrió en el caso de Codensa, filial de distribución colombiana, cuya revisión tarifaria era prevista para el 2015 pero no se ha concretado a la fecha), o los ajustes tarifarios determinados por autoridades podrían ser insuficientes para cubrir los costos de Enel Américas (como ocurrió en el caso de Edesur, filial de distribución argentina, entre 2008 y 2017, y con las filiales de distribución brasileñas durante una parte de 2014). De igual modo, la regulación sobre electricidad emitida por las autoridades gubernamentales en los países en los que Enel Américas opera puede afectar la capacidad de las empresas de generación para obtener los ingresos que compensen los costos operacionales.

La incapacidad de cualquier compañía del Grupo consolidado para obtener los ingresos suficientes para cubrir sus costos operacionales puede afectar la capacidad de la Compañía para operar como una empresa en marcha y puede, de otra manera, tener un efecto adverso en el negocio, resultados operacionales y la condición financiera de Enel Américas.

Además, cambios en el marco regulatorio son presentados a menudo a los legisladores y autoridades administrativas en los países en los que opera Enel Américas y algunos de estos cambios podrían tener un impacto material adverso en el negocio, resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas. Por ejemplo, las operaciones comerciales de la central El Quimbo de Emgesa han sido interrumpidas varias veces debido a medidas decretadas por el poder judicial relacionadas a su autorización para iniciar operaciones comerciales.

Estos cambios pueden tener un impacto adverso en los negocios, resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas.

El negocio y rentabilidad de Enel Américas puede verse afectadas de manera adversa si los derechos de agua son rechazados o si las concesiones de agua son otorgadas por tiempo limitado

Enel Américas posee los derechos de agua para el suministro proveniente de los ríos y lagos ubicados en la cercanía de sus instalaciones de generación. Dichos derechos fueron otorgados en Argentina por el Estado Argentino, en Colombia por el Ministerio del Medio Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial ("MAVDT"), en Perú por la Autoridad Nacional de Agua ("ANA") y en Brasil por la Autoridad Nacional del Agua ("ANA" según las siglas en portugués). En Colombia, los

derechos de agua o concesiones hídricas se otorgan por periodos de 50 años y son renovables por igual periodo; sin embargo, estas concesiones pueden ser revocadas, por ejemplo, cuando hay una disminución progresiva o agotamiento de las aguas. En Colombia, el acceso al agua para consumo humano es primera prioridad antes que cualquier otro uso. Un evento similar puede suceder en Perú, donde Enel Américas podría perder sus derechos de agua, aun cuando las concesiones se otorguen por periodos indefinidos, debido a la escasez o una disminución de la calidad del acceso al agua.

Cualquier limitación a los derechos de agua actuales, a la necesidad de obtener derechos de agua adicionales o a las actuales concesiones de agua de duración ilimitada podría tener un efecto material adverso sobre los proyectos de desarrollo hidroeléctrico y la rentabilidad de Enel Américas.

Las autoridades regulatorias pueden cursar multas a las filiales de Enel Américas debido a fallas operacionales o a un incumplimiento de las regulaciones

Los negocios eléctricos de Enel Américas pueden estar sujetos a multas regulatorias por cualquier incumplimiento de las regulaciones vigentes, incluyendo fallas en el suministro de energía, en los cuatro países donde se opera.

Las filiales generadoras de Enel Américas son supervisadas por los entes reguladores locales y pueden quedar afectas a estas multas en los casos donde, a juicio del ente regulador, las fallas operacionales que afectan el suministro regular de energía al sistema son de responsabilidad de la compañía como cuando, por ejemplo, no existe la coordinación de los agentes con el operador del sistema. Además, las filiales pueden ser obligadas a pagar multas o compensar a los clientes si las filiales no pueden suministrar electricidad, incluso si dicho incumplimiento se debe a fuerzas fuera del control de las filiales.

Para cumplir con las obligaciones de pago, Enel Américas depende de los pagos de sus filiales, empresas de administración conjunta, y compañías afiliadas

Para pagar sus obligaciones, Enel Américas depende en parte del efectivo que reciba por concepto de dividendos, préstamos, pagos de interés, reducciones de capital y otros pagos de parte de sus filiales y asociadas. La capacidad de las filiales y asociadas de pagar dividendos, pagos de intereses y de créditos, y entregar otras distribuciones a Enel Américas, está sujeta a limitaciones legales, tales como las restricciones de dividendos, deberes fiduciarios, restricciones contractuales y controles cambiarios que se pueden imponer en cualquiera de los cuatro países donde ellas operan.

Históricamente, Enel Américas no ha podido acceder en todo momento a los flujos de caja de sus filiales debido a ciertas regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, consideraciones económicas y restricciones de crédito.

Los resultados futuros de las operaciones de Enel Américas pueden continuar estando sujetos a mayores incertidumbres económicas y políticas por lo tanto, la probabilidad de poder contar con los flujos de caja de las operaciones de aquellas entidades para el pago de la deuda de Enel Américas.

Límites sobre los Dividendos y Otras Restricciones Legales. Algunas de las filiales están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. Otras restricciones legales, tales como control de divisas, pueden limitar la capacidad de las filiales y asociados para pagar a Enel Américas dividendos, y amortizar créditos o entregara la Compañía otras distribuciones. Además, la capacidad de cualquiera de las filiales que no son de total propiedad de Enel Américas para entregar pagos en efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de las filiales pueden verse obligadas por autoridades locales, de acuerdo con regulaciones aplicables, a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, cualquier filial podría, en ciertas circunstancias, verse impedida a entregar efectivo a Enel Américas.

Restricciones Contractuales. Las restricciones para la distribución de dividendos incluidas en convenios de crédito de la filial Enel Generación Piura pueden impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas si están en incumplimiento de ciertos ratios financieros. En general, los convenios de crédito prohíben hacer cualquier tipo de distribución si hay un evento de incumplimiento en curso.

Resultados Operacionales de las filiales. La capacidad de las filiales y asociadas para pagar dividendos, amortizaciones de créditos o entregar otras distribuciones a Enel Américas está limitada por sus resultados operacionales. En la medida en que las necesidades de caja de cualquiera de las filiales superan su caja disponible, dicha filial no podrá disponer de efectivo para entregar a la Compañía. Esta es la situación que afectó a Ampla y Enel Brasil como consecuencia de la situación económica y política en Brasil, que ha impactado especialmente el sector de distribución energética.

Además, la moneda de cualquier dividendo pagado por nuestras subsidiarias está sujeta a depreciación en comparación con nuestra moneda funcional, lo que tendría un impacto negativo en nuestra capacidad de pagar dividendos a los accionistas.

Cualquiera de las situaciones descritas anteriormente podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas.

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

Si la moneda funcional de los Estados Financieros de Enel Américas era en pesos chilenos hasta el 31 de diciembre del 2016 y en dólares desde el 1 de enero del 2017 en adelante, las filiales generan ingresos en distintas monedas (Pesos Argentinos, Reales, Pesos Colombiano y Soles). Las monedas de los países sudamericanos en que Enel Américas y sus filiales operan han estado sujetas a grandes devaluaciones y apreciaciones respecto al dólar y pueden tener importantes fluctuaciones en el futuro. Históricamente, parte importante de la deuda consolidada ha estado denominada en dólares. Aunque una parte sustancial de los ingresos de Enel Américas está vinculada al dólar (principalmente proveniente de los negocios de generación y de transmisión), generalmente se ha estado y se continuará estando expuestos de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases temporales y otras limitaciones.

En los países donde los flujos de caja operacionales están denominados en la moneda local, Enel Américas procura mantener la deuda en la misma moneda, pero, debido a las condiciones de mercado puede que no sea posible hacerlo.

Debido a esta exposición, el efectivo generado por las filiales puede disminuir sustancialmente cuando las monedas locales se devalúan respecto al dólar. La volatilidad futura de los tipos de cambio de las monedas en que Enel Américas recibe los ingresos o en las que se incurre en gastos, puede afectar el negocio, la condición financiera y los resultados operacionales de Enel Américas.

Enel Américas está involucrada en diversos litigios

Actualmente, Enel Américas está involucrada en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para la Compañía. Enel Américas continuará estando sujeta a litigios futuros que podrían tener consecuencias adversas sustanciales para el negocio.

La condición financiera o resultados operacionales de Enel Américas podrían verse afectados si no se tiene éxito en la defensa de este litigio u otras demandas que se interpongan en contra de la Compañía.

Los contratos de venta de energía a largo plazo están sujetos a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities y a otros factores

Enel Américas tiene exposición económica a las fluctuaciones de los precios de mercado de ciertos commodities por causa de los contratos de ventas de energía a largo plazo que ha celebrado. Actualmente, 14,6% de la generación anual estimada es vendida en virtud de contratos cuyo término es al menos 10 años, y 18,8% en virtud de contratos cuyo término es al menos 5 años. Como la contraparte vendedora, la Compañía y sus filiales tienen 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. Cambios adversos 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 los resultados operacionales y situación financiera de Enel Américas.

El accionista controlador podría ejercer influencia sustancial sobre Enel Américas y puede tener una visión estratégica diferente de los accionistas minoritarios en cuanto al desarrollo de la Compañía

Enel, Spa. (Enel) posee el 51,8% del capital accionario de Enel Américas. Enel, el accionista controlador, puede determinar el resultado de casi todos los asuntos importantes 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, la política de dividendos. Enel también puede ejercer influencia sobre las operaciones y estrategia de negocio. Sus intereses pueden, en algunos casos, diferir de los intereses de los accionistas minoritarios. Por ejemplo, Enel realiza sus operaciones comerciales en el campo de las energías renovables en Sudamérica a través de Enel Green Power S.p.A. y en el cual no la Compañía no tiene intereses de capital. Cualquier conflicto de interés presente o futuro que afectase a Enel podría resolverse en contra de los intereses de Enel Américas, en estas materias. Por consiguiente, el crecimiento puede verse potencialmente limitado y el negocio y resultados operacionales pueden verse afectados de manera adversa.

Las regulaciones ambientales en los países en que la Compañía opera y otros factores pueden causar retrasos, impedir el desarrollo de nuevos proyectos o aumentar los gastos de explotación y gastos de capital

Las filiales operativas de Enel Américas están sujetas a regulaciones ambientales, las cuales, entre otras cosas, exigen que la Compañía realice estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que obtenga permisos de las entidades regulatorias tanto locales como nacionales. La aprobación de estos estudios de impacto ambiental puede tomar más tiempo de lo planificado, 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 acciones, con consecuencias adversas para Enel Américas, si tuvieran éxito en sus demandas.

Además de los temas en materia ambiental, existen otros factores que pueden afectar adversamente la capacidad de construir nuevas instalaciones o completar proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo retrasos en la

obtención de las autorizaciones de los entes regulatorios, escasez o incrementos en los precios de los equipos, materiales o mano de obra, huelgas, condiciones climáticas adversas, desastres naturales, disturbios civiles, accidentes u otros eventos imprevistos. Cualquier de estos eventos podría tener un impacto adverso en los resultados operacionales y condición financiera de Enel Américas.

Los retrasos o modificaciones a cualquiera de los proyectos propuestos, y en las leyes o reglamentos pueden cambiar o ser interpretados de tal forma que pudiera afectar adversamente las operaciones o los planes para las compañías en las cuales Enel Américas tiene inversiones, lo que podría afectar adversamente el negocio, resultados operacionales y condición financiera de la Compañía.

Los proyectos de centrales pueden enfrentar oposición significativa de diferentes grupos que pueden retrasar su desarrollo, aumentar los costos, dañar la reputación y, potencialmente, resultar en un deterioro de la imagen frente a los grupos de interés

La reputación de Enel Américas es el fundamento de la relación con los grupos de interés clave y otras partes interesadas. Si no se tiene la capacidad de manejar, de forma efectiva, los problemas reales o percibir aquellos que pudieran afectar negativamente la opinión hacia la Compañía, el negocio, resultados operacionales y condición financiera podrían verse afectados de manera adversa.

El desarrollo de nuevas centrales y de las existentes puede encontrar oposición de parte de diversos grupos de interés, tales como grupos étnicos, grupos medioambientalistas, propietarios de tierras, agricultores, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, los cuales podrían afectar la reputación y prestigio de la compañía patrocinadora. Por ejemplo, el proyecto hidroeléctrico El Quimbo en Colombia enfrentó constantes demandas sociales que han retrasado la construcción e incrementado sus costos. Desde el 27 de abril del 2014 al 12 de mayo del 2014, una huelga agrícola nacional que involucraba a comunidades cercanas al proyecto, bloqueó los caminos y ocupó las tierras vecinas. Protestas adicionales durante 2014 bloquearon la entrada al sitio de la construcción del viaducto Balseadero y a la cuenca del embalse.

La operación de las actuales centrales termoeléctricas de Enel Américas también puede afectar el prestigio frente a los grupos de interés debido a emisiones tales como material particulado, dióxido de azufre, y óxidos de nitrógeno, los cuales podrían afectar adversamente el medioambiente.

El perjuicio a la reputación puede ejercer una presión considerable sobre los ente reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, y últimamente, que se lleven a cabo proyectos y operaciones que podrían no ser óptimos, ocasionando una caída del valor de las acciones, y dificultar la capacidad para atraer o retener a buenos empleados, todo lo cual puede resultar en un perjuicio para la reputación de Enel Américas con esos grupos de interés.

Enel Américas confía en los sistemas de transmisión eléctrica que no son de su propiedad ni controla. Si estas instalaciones no proveen un servicio de transmisión adecuado, puede estar impedida de entregar la energía que vende a sus clientes finales.

Para entregar la electricidad vendida, la Compañía depende de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas no relacionada y operada de forma independiente. Esta dependencia expone a la Compañía a severos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, se puede impedir la venta y entrega de electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, puede hacerse insuficiente la recuperación de nuestros costos de venta y nuestra utilidad. Si se impone una norma de regulación de precios de transmisión restrictiva, las Compañías de transmisión sobre las que Enel Américas se apoya, pueden no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente operaciones y resultados financieros. En la actualidad, la construcción de nuevas líneas de transmisión está tomando más tiempo que en el pasado, principalmente debido a que nuevas exigencias sociales y ambientales están creando incertidumbre acerca de la probabilidad de completar los proyectos. Además, el aumento de nuevos proyectos ERNC congestionan el sistema actual de transmisión, ya que son proyectos de rápida construcción, mientras que los nuevos proyectos de transmisión pueden tomar un largo tiempo para ser construidos.

El negocio puede experimentar consecuencias adversas si no se tiene la habilidad de alcanzar acuerdos satisfactorios en los convenios de negociación colectiva con los trabajadores sindicalizados.

Un gran porcentaje de los empleados son miembros de sindicatos que tienen convenios de negociación colectiva, los que necesitan ser renovados de manera regular. El negocio, la condición financiera y los 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 Enel Américas considere desfavorables. Las leyes de varios de los países en los opera la Compañía establecen 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 los costos más allá de lo que se haya presupuestado. Adicionalmente, algunos de los empleados tienen habilidades altamente especializadas y ciertas acciones tales como huelgas, abandono de funciones, suspensiones, por estos empleados podrían impactar adversamente el desempeño del negocio, el resultado operacional y financiero, así como la reputación.

La relativa falta de liquidez y volatilidad del mercado de valores chileno y su dependencia de las condiciones económicas en América Latina y otras partes del mundo, podrían afectar negativamente el precio de acciones y ADS de la compañía.

Aunque la empresa no posee activos en Chile, sus acciones cotizan en las Bolsas de Valores chilenas, por lo que Enel Américas está regulada bajo las leyes de la República de Chile, además de estar situada en Chile. Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los principales mercados de valores de los Estados Unidos. Adicionalmente, los mercados de valores chilenos pueden verse afectados de manera importante por eventos de otros mercados emergentes. La escasa liquidez del mercado chileno puede perjudicar la capacidad de los titulares de ADS de vender en el mercado chileno las acciones ordinarias retiradas del programa ADS, en la cantidad, precio y momento en que quisieran hacerlo. Asimismo, la liquidez y el mercado de las acciones o ADSs pueden verse afectados por una serie de factores que incluyen variaciones en las tasas de cambio y de interés, deterioro y volatilidad de los mercados y cualquier cambio en la liquidez, condición financiera, resultados y rentabilidad de la compañía.

Además, los mercados de valores chilenos pueden verse afectados en diversos grados por las condiciones económicas y de mercado en otros países latinoamericanos, mercados emergentes y en otras partes del mundo. Aunque las condiciones económicas en estos países pueden diferir significativamente de las condiciones económicas en Chile, las reacciones de los inversionistas ante cambios en la economía de cualquiera de otros países pueden tener un efecto adverso sobre el valor de mercado y la liquidez de los valores para emisores chilenos. Un aumento en el riesgo percibido en la inversión de países latinoamericanos y en otras partes del mundo podría reducir los flujos de capital a Chile y afectar negativamente a la economía chilena en general y a los intereses de los inversionistas de Enel Américas.

No es posible asegurar que el precio o la liquidez de las acciones o ADSs en cualquier mercado no se vean afectados negativamente por eventos en otros mercados latinoamericanos o la economía global en general.

Las demandas presentadas en contra de Enel Américas fuera de los países de Sudamérica o los reclamos en contra de la Compañía que se basan en conceptos legales extranjeros, pueden no tener éxito.

Todos los activos de la Compañía se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos los directores y todos los ejecutivos principales están domiciliados fuera de los Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos. Si cualquier inversionista fuera a presentar una demanda en los Estados Unidos en contra de los directores de la Compañía, ejecutivos principales o expertos, puede ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas y puede ser difícil para ellos hacer cumplir, en los tribunales de los Estados Unidos o de Chile, una sentencia dictada en los Estados Unidos basada en las disposiciones de

responsabilidad civil de las leyes federales sobre valores de los Estados Unidos. Adicionalmente, existen dudas respecto de si pudiese levantarse una acción con éxito en Chile con respecto a la responsabilidad basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de Estados Unidos.

La interrupción o falla de los sistemas de tecnología de la información y sistemas de comunicaciones o ataques externos o infracciones a estos sistemas podrían tener un efecto adverso en las operaciones y resultados.

La Compañía depende de los sistemas de tecnología de la información, comunicación y procesos ("sistemas IT") para operar sus negocios, la falla de los cuales podría afectar adversamente la condición del negocio, los resultados financieros y operacionales.

Los sistemas IT son vitales para que las subsidiarias de generación puedan monitorear la operación de las plantas, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con metas y estándares de servicio. Las subsidiarias de distribución también podrían verse afectadas de manera adversa puesto que ellas confían de manera importante en los sistemas IT para monitorear sus mallas, los procesos de facturación para millones de clientes y las plataformas de servicios a los clientes. Fallas operacionales temporales o de larga duración de cualquiera de estos sistemas IT podrían tener un efecto material adverso en los resultados operacionales. Adicionalmente, ataques cibernéticos pueden tener un efecto adverso sobre la imagen de la Compañía y su relación con la comunidad.

En los últimos años se han intensificado los ataques cibernéticos globales sobre los sistemas de seguridad, las

operaciones de tesorería y los sistemas IT. La Compañía está expuesta a ataques de terroristas cibernéticos que apunten a dañar los activos a través de las redes computacionales, espionaje cibernético en procura de información estratégica que puede ser beneficiosa para terceras partes, y robo cibernético de información confidencial y reservada, incluyendo información de los clientes de la empresa.

La compañía ya ha sufrido ciberataques en el pasado, lo que resultó en interrupciones del servicio. Pueden ocurrir nuevos ataques cibernéticos y pueden afectar a Enel Américas adversamente en el futuro.

Reorganización Societaria

Durante 2016 se concluyó un proceso de reorganización societaria que buscaba separar las empresas chilenas de las no chilenas.

La primera fase de la Reorganización consistió en la separación de las entonces Endesa Chile, Chilectra y Enersis entre los negocios chilenos y no chilenos de generación, distribución y transmisión de energía eléctrica mediante una escisión de acuerdo a lo indicado en la legislación chilena (los "Spin-Offs"). Tras la aprobación de los Spin-Offs por los respectivos accionistas de Endesa Chile, Chilectra y Enersis en sus Juntas Extraordinarias de Accionistas celebradas el 18 de diciembre de 2015, La División de las empresas tuvo lugar el 1 de marzo de 2016 y los Spin-Offs fueron concluidos el 21 de abril de 2016, dando lugar a la creación y cotización pública de las acciones de las nuevas sociedades constituidas por los Spin-Offs, Enersis Chile S.A., Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.

La segunda fase de la reorganización fue La Fusión entre las empresas "Américas", que consolidaban los activos no chilenos. El 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas aprobaron La Fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas, quedando Enersis Américas como la compañía continuadora. La Fusión combinó los negocios no chilenos de generación, transmisión y distribución bajo una sola compañía, contribuyendo a la simplificación de la estructura corporativa del grupo y proporcionando beneficios tales como reducción de fuga de flujos de efectivo en las filiales, alineación de intereses estratégicos, toma de decisiones más eficientes y mayores eficiencias operacionales.

El 1 de diciembre de 2016, la Fusión tuvo lugar y desde esa fecha Enersis Américas incorporó la totalidad de la participación de Endesa Américas y Chilectra Américas y las sucedió en todos sus derechos y obligaciones. En la misma fecha, Endesa Américas y Chilectra Américas fueron disueltas totalmente sin liquidación. Como consecuencia de la Fusión, emitimos 9.232.202.625 nuevas acciones y nuestro controlador final, Enel SpA, ahora posee el 51,03% de nuestras acciones.

Como parte de este proceso: (i) Enersis cambió su nombre a Enersis Américas S.A. el 1 de marzo de 2016 y luego a Enel Américas S.A. el 1 de diciembre de 2016); (ii) Endesa Chile cambió su nombre a Enel Generación Chile S.A. el 1 de octubre de 2016; (iii) Chilectra cambió su nombre a Enel Distribución Chile S.A. el 1 de octubre de 2016, y (iv) Enersis Chile S.A. cambió su nombre a Enel Chile S.A el 1 de octubre de 2016.

Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica

Descripción del Sector Industrial

Enel Américas y sus sociedades filiales y sociedades de control conjunto participan en la generación, transporte, distribución y comercialización eléctrica en cinco países, cada uno de los cuales posee un marco regulativo, matrices energéticas, empresas participantes, y patrones de crecimiento y consumo distintos. A continuación, se resume brevemente los principales cuerpos legales que regulan la actividad, la estructura de mercado y los aspectos más relevantes respecto de los agentes de cada uno de los países en los que opera la compañía.

Argentina

El sector eléctrico argentino se rige, entre otras, por la Ley N°15.336 de 1960 y la Ley N°24.065 de 1992. En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hay cuatro categorías de agentes locales (generadores, transmisores, distribuidores y grandes clientes) y agentes extranjeros (comercializadores de generación y comercializadores de demanda) quienes están autorizados para comprar y vender electricidad así como los productos relacionados.

Originalmente, el sector de generación estaba organizado en una base competitiva (marginalismo), con generadores independientes que vendían su energía en el mercado spot del MEM o, a través de contratos privados, a clientes en el mercado de contratos del MEM, o a la "Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, S.A." (CAMMESA), a través de transacciones especiales como contratos bajo la Resolución S.E. N°220/2007 y Resolución S.E. N°724/2008. Sin embargo, este régimen cambió sustancialmente en marzo de 2013, cuando la Secretaría de Energía aprobó la Resolución S.E N° 95/2013, la cual establece un esquema de remuneración para la generación basada en los costos medios, obligando a entregar a CAMMESA toda la energía producida. Este nuevo esquema remuneratorio entró en vigencia el mes de Febrero de 2013 y fue actualizado mediante Resolución SE N° 529, N° 482, N° 22 en 2014, 2015 y 2016 respectivamente. El 02 de febrero de 2017 se publica la Resolución SEE N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica la cual reemplaza a la Res. SEE N° 22/2016 y establece nuevos lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes, poniendo en foco al incentivo a la disponibilidad de potencia de las unidades.

La transmisión funciona en condiciones de monopolio, y está compuesta por varias compañías a los que el Gobierno Federal les otorga concesiones.

La distribución, por su parte, opera bajo condiciones de monopolio y es atendida por compañías a las que también se les han otorgado concesiones. Las compañías de distribución tienen la exclusiva responsabilidad de que la electricidad esté disponible a los clientes finales dentro de su área de concesión específica, sin consideración si el cliente tiene un contrato con el distribuidor o con un generador.

En 2002, debido a la contracción económica que afectó al país, se dictó la Ley N°25.561, de emergencia. La Ley rompió la paridad con el dólar norteamericano e impuso la conversión a pesos argentinos de las obligaciones y derechos asumidos antes en la moneda estadounidense. Esta forzada conversión nominal de dólares a pesos tuvo un fuerte impacto en toda la industria eléctrica argentina. Adicionalmente, el Gobierno fue aprobando diversas medidas regulatorias que intervinieron paulatinamente en el desarrollo de la industria. La Ley de Emergencia ha sido objeto de sucesivas prorrogas y en función de la última, aprobada mediante la Ley N°26.896, tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. La pesificación y devaluación de la economía obligó a la renegociación de todos los contratos de concesión. En concreto, en el sector de distribución y en el seno de la compañía participada "Empresa Distribuidora de Energía del Sur, S.A." (Edesur), en 2006 se firmó con el Gobierno un Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, que posteriormente fue ratificada mediante el Decreto PEN N° 1959/2006, la cual permitiría adecuar gradualmente sus ingresos tarifarios de forma de garantizar la sostenibilidad del negocio. La implementación de este acuerdo quedó paralizado desde 2008 y hasta este mismo ejercicio, como más adelante detallaremos.

Ningún generador, distribuidor, gran usuario, ni por otra compañía controlada por cualquiera de estos o bajo el control de la misma, puede ser propietario o accionista mayoritario de una empresa de transporte o de sus empresas controlantes. Al mismo tiempo, a las empresas de transmisión les está prohibida la actividad de generar, distribuir, comprar y / o vender electricidad. Las empresas distribuidoras no pueden poseer unidades de generación.

Los clientes regulados son suministrados por los distribuidores en las tarifas reguladas, a menos que tengan una demanda de capacidad mínima de 30 kW. En este caso, que son considerados como "grandes clientes" y pueden negociar libremente sus precios con las empresas de generación.

El 16 de diciembre, mediante Decreto 134/2015 se declara la emergencia energética nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyéndose al Ministerio de Energía a elaborar y poner en vigencia acciones en Generación, Distribución y Transmisión con el fin de adecuar la calidad del servicio y seguridad de suministro; e instruyendo a la Administración Pública Nacional a realizar un programa de racionalización de consumo de los respectivos organismos.

Regulación en Empresas de Generación

La regulación de las empresas de generación ha sufrido importantes variaciones desde su puesta en marcha por la Ley 24.065 hasta la Resolución S.E.E N° 22/2017. De acuerdo con la citada Ley, todos los generadores agentes del MEM deben estar conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional) y están obligados a cumplir con la orden de despacho para generar y entregar energía, en orden a ser vendida en el mercado spot y en el mercado a término (MAT). Las empresas de distribución, comercializadores, y grandes clientes que han suscrito contratos de suministro privados con las empresas de generación, pagan el precio contractual directamente al generador y también pagan un peaje a la empresa de transmisión y de distribución por el uso de sus sistemas.

Con el objeto de estabilizar los precios de generación de cara a las tarifas que perciben los clientes, el mercado definió un precio estacional que es el precio de la energía que pagan los distribuidores por sus compras de electricidad transadas en el mercado spot. Este precio es determinado cada seis meses por la Secretaría de Energía, después que CAMMESA haya realizado sus proyecciones de precios spot para el periodo considerado. Para ajustar las diferencias entre este precio y el costo real de la generación originariamente se creó un fondo de estabilización. Si el precio estacional es más bajo que lo que cuesta la generación, se retira del fondo para compensar a la generación, de lo contrario se aporta al mismo. Desde 2002, la Secretaría de Energía en la práctica ha mantenido el precio estacional promedio, sin grandes variaciones. Así se ha creado un déficit importante en el fondo de estabilización, que ha ido cubriendo el Estado argentino, mediante subsidios cada vez más cuantiosos.

Las resoluciones aprobadas a raíz de la Ley de emergencia, tuvieron un significativo impacto en los precios de la energía. Entre las medidas implementadas destaca principalmente la Resolución SE 240/2003, que modificó la manera de fijar el precio spot al desvincular el cálculo de los costos marginales de operación. La Resolución SE N° 240/2003 tiene por objeto evitar la indexación de precios vinculado al dólar, y a pesar de que el despacho de la generación se basa aún en los combustibles reales utilizados, el cálculo del precio spot

se calcula sobre la base de disponibilidad absoluta de gas para satisfacer la demanda, aun en circunstancias en las que muchos generadores lo hacían con combustible alternativo, como el diesel, debido a la dificultad de suministro de gas natural. El valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. La Resolución también establece un límite en el precio spot de 120 Ar$/MWh, que sigue vigente. Los costos variables reales de las unidades térmicas que queman combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través del mecanismo denominado Sobrecostos Transitorios del Despacho (STD).

Además, en base en las disposiciones de la Ley de Emergencia, el pago por capacidad se redujo de 10 USD a 10 pesos por MW-hrp (hrp: horas de remuneración de la potencia). Posteriormente, la garantía de potencia se aumentó levemente a 12 pesos, aproximadamente 1/3 del valor pagado antes de la crisis de 2002.

En diciembre de 2004, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 1427/2004 aprobó el Acta de Adhesión para la Rehabilitación del Mercado Eléctrico Mayorista. El Acta fue firmada por la mayoría de los generadores, incluyendo las sociedades generadoras participadas por Enersis. En virtud de esta Resolución, la Secretaría creó un fondo fiduciario, llamado FONINVEMEM, donde los generadores privados aportaron parte de sus créditos por la energía vendida durante 2004 a 2007 para la construcción de dos nuevos ciclos combinados. Además de esta nueva capacidad, en 2010 las sociedades generadoras participadas por Enersis, junto con otras compañías, participaron en la creación de otro fideicomiso para la construcción de otro ciclo combinado, previéndose el cierre como ciclo combinado para el mes de octubre 2016. A esta nueva obra se dedicaron también parte de sus créditos por la energía vendida durante los años 2008 a 2011.

En 2012, en el marco de los acuerdos alcanzados con el Gobierno para permitir el desarrollo de operaciones de nuestras sociedades filiales en Argentina, el 12 de octubre de 2012, Costanera suscribió un acuerdo para la implementación de un plan de inversiones en las unidades de generación de la central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento, por un importe total de US$304 millones, en un plazo de siete años. El acuerdo también contempla el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement –LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

Posteriormente, la Resolución S.E. Nº 95/2013 abandona el sistema marginalista de precios, dando entrada a un mecanismo de reconocimiento de costos medios. La Resolución reconoce la remuneración de los costos fijos, variables y una remuneración adicional. Se remunera los costos fijos (en $/MW-hrp) en función de la tecnología, de la escala, y de potencia disponible. También está sujeta a la consecución de un objetivo de disponibilidad establecida. En cuanto a los costos variables, se remuneran los costos de operación y mantenimiento en función de la energía generada (en $/MWh), según el combustible utilizado, y la tecnología del mismo (los generadores no tienen costo de combustible ya que éste es provisto por CAMMESA). Por último, la remuneración adicional se calcula en función

de la energía total generada (en $/MWh), considerando la tecnología y escala del generador. Parte de esta remuneración se acumula en un fondo que se utilizará para financiar las inversiones en nuevas infraestructuras en el sector eléctrico.

La Resolución cubre a los generadores, cogeneradores y autogeneradores, salvo las centrales que entraron en funcionamiento a partir de 2005, las centrales nucleares, y la generación de centrales hidroeléctricas binacionales; reserva y centraliza en CAMMESA la gestión comercial y despacho de combustibles y suspende la celebración de contratos bilaterales de energía entre los generadores y los agentes del MEM, estos últimos deberán adquirir su demanda de energía eléctrica con CAMMESA. La Resolución SE N° 529/2014 principalmente actualiza los valores de la Resolución SE N° 95 e incorpora la remuneración de mantenimiento no recurrente para las centrales térmicas.

La Resolución SE N° 482 de 2015 actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde febrero 2014 según Resolución 529/2014, creó un nuevo cargo, con el objetivo de financiar inversiones pero que no ha sido utilizado y exceptúa a las hidroeléctricas del pago de recaudación variable por transporte de energía y determina la remuneración para centrales eólicas, solar fotovoltaico, a biomasa/biogás, y motor de combustión interna. El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015, reemplazando a tal efecto los Anexos I, II, III, IV, V, VI y VII de la citada Resolución.

La Resolución SEE N°19/2017, que rige desde el 01-02-2017, define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías térmicas. El generador térmico podrá declarar en cada periodo de verano el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de 3 años, pudiendo discriminar por periodo verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de COMPROMISOS DE DISPONIBILIDAD GARANTIZADA junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1 de mayo de 2017 hasta el 31 de octubre de dicho año.

El generador térmico firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte es CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la S.E.E. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, en base a la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Así mismo presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de Mayo a Octubre 2017, y a partir de Noviembre 2017.

La Resolución establece los siguientes valores remunerativos, los cuales se definen en dólares (se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil) y los plazos de vencimiento son los establecidos en Los Procedimientos de CAMMESA:

REMUNERACIÓN POR POTENCIA PARA CENTRALES TERMICAS	
Precio Mínimo (desde Febrero 2017)	
Ciclos Grandes	3.050 U$S/MW-mes
TV Grandes	4.350 U$S/MW-mes
TG Grandes	3.550 U$S/MW-mes
Motores:	5.700 U$S/MW-mes
Precio Base Remuneración con compromiso	
Mayo 17-Oct 17	6.000 U$S/MW-mes
Nov 17 en adelante:	7.000 U$S/MW-mes
Precio adicional remuneración con compromiso (Máximo)	
Mayo 17-Oct 17	: 1.000 U$S/MW-mes
Nov 17 en adelante	: 2.000 U$S/MW-mes

Es un precio máximo dado que se realizarán ofertas que deberán ser adjudicadas por CAMMESA, de acuerdo con las necesidades que defina para el sistema ante situaciones críticas.

REMUNERACIÓN POR POTENCIA HIDROELECTRICAS	
Precio Mínimo (desde Febrero 2017)	
Chocón	2.000 U$S/MW-mes
Arroyito	3.000 U$S/MW-mes
Precio Adicional	
Mayo 17-Oct 17	500 U$S/MW-mes
Nov 17 en adelante:	1.000 U$S/MW-mes

A partir de noviembre de 2017 el 50% de la remuneración adicional estará sujeto a que dispongan de seguro de eventos mayores (turbinas, etc) y a la modernización progresiva de los sistemas de control.

REMUNERACIÓN POR ENERGÍA	
Energía Generada	
Ciclos y TV	
Gas	5 U$S/MWh
Liquido	8 U$S/MWh
Motores	
Gas	7 U$S/MWh
Líquido	10 U$S/MWh
Hidroeléctricas	3,5 U$S/MWh
Energía Operada (asociada a la potencia Rotante)	
Térmicos	2 U$S/MWh
Hidro	1,4 U$S/MWh

Los valores de energía son definidos en el Nodo

Para los casos en los cuales los generadores tengan solicitado un préstamo para mantenimiento, se descontará 1 U$S/MWh por energía generada por la Central hasta cancelar el saldo del financiamiento para mantenimientos mayores y/o extraordinarios.

Regulación en Empresas de Distribución

La actividad de distribución se lleva a cabo por las empresas que obtengan concesiones. Las compañías distribuidoras deben suministrar toda la demanda de electricidad en su área de concesión exclusiva a precios (tarifas) y condiciones establecidas en la Regulación. Los acuerdos de concesión incluyen penalidades por el no suministro. Las concesiones fueron otorgadas para ventas de distribución y al detalle. Los periodos de concesión están divididos en "periodos de gestión" que permiten al concesionario abandonar la concesión cada cierto tiempo.

Desde 2011, hay dos áreas de distribución de electricidad sujetas a concesiones federales. Los concesionarios son Edesur y Edenor, que se encuentran en la ciudad de Buenos Aires y Gran Buenos Aires. Hasta 2011 Edelap también estaba bajo la jurisdicción federal.

La mayoría de las empresas de distribución renegociaron sus contratos durante 2005 y 2006, y aunque las tarifas fueron incrementadas parcial y temporalmente, la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de las compañías distribuidoras de jurisdicción nacional aún está pendiente de realizar.

De esta forma, y en lo que respecta a Edesur, en 2006, la compañía distribuidora suscribió un "Acta de Acuerdo para la Renegociación del Contrato de Concesión." Este acuerdo estableció, entre otras varias condiciones, un régimen tarifario transitorio que incluyó un incremento del 28 por ciento de VAD, con actualizaciones semestrales; un régimen de calidad de servicio, y un proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) a ser implementado por el ENRE. El mecanismo semestral de ajuste de la tarifas se fijó en función de la evolución de un índice inflacionario ad hoc, denominado Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Las primeras actualizaciones por inflación se dieron en 2008, pero a partir de ese año se ha dejado de reconocer oficialmente. No obstante, el Gobierno argentino ha creado distintas alternativas regulatorias que han permitido a las compañías de distribución seguir prestando el servicio eléctrico.

Una de esas alternativas ha sido el denominado Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica o PUREE. Este Programa fue creado en 2004 por la Secretaría de Energía, estableciendo bonos y penalidades para los clientes dependiendo del nivel de ahorro de energía con base a una referencia de consumo. La diferencia neta entre los bonos y las penalidades eran originalmente depositadas en el Fondo de Estabilización del MEM, pero esto fue posteriormente modificado a solicitud de Edesur y Edenor, para que las compañías distribuidoras pudieran usar estos recursos para compensar las variaciones de costos de los incrementos de costos (MMC) no reconocidos. Así, el 7 de mayo de 2013, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 250/2013, que determina los motos MMC a cobrar hasta febrero 2013 y permite compensar con las deudas correspondientes del programa PUREE y otras deudas que Edesur acumula con el sistema. En desarrollo de esta Resolución, el 6 de noviembre, la Secretaría de Energía publicó la Nota 6852 en la que autorizó a Edesur y a Edenor a realizar la compensación de los MMC con deudas generadas a partir del programa PUREE para el período marzo-septiembre de 2013.

Durante 2014, mediante la Nota S.E. N° 4012 y la Nota ENRE N° 112606 se autorizó nuevamente la compensación MMC-PUREE para el periodo octubre 2013-marzo 2014. Adicionalmente, mediante las Notas de la S.E. N°486 y N° 1136 se autorizó la compensación MMC-PUREE para el periodo abril-agosto 2014 y luego para el período septiembre-diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Al mismo tiempo, también se han aprobado cargos adicionales en las tarifas de los clientes para financiar las nuevas inversiones de expansión y calidad de las distribuidoras. Así en noviembre de 2012, se aprobó la Resolución ENRE 347, que faculta la aplicación de este cargo diferenciado por cliente a cuenta de la futura RTI. La aplicación del cargo supone para Edesur unos ingresos adicionales anuales de 437 millones de pesos argentinos, que representó un incremento del 40% del VAD y del 20% de las tarifas.

El día 13 de marzo de 2015 fue publicada en el Boletín Oficial la Resolución SE N° 32/2015, la que implicó el reconocimiento contable de ingresos por ARS$2.339 millones. Entre los puntos más importantes, dicha resolución: (i) aprueba un aumento transitorio sobre los ingresos de Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) cuya fecha de realización no está definida, surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del E.N.R.E., y no se trasladará a tarifa sino que será cubierto mediante transferencias de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) con fondos del Estado Nacional; (ii) considera a partir del 1° de febrero de 2015 a los fondos del PUREE como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reitera el procedimiento de reconocimiento y compensación de ciertos mayores costos incurridos en la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica de la Resolución SE N° 250/2013 hasta el 31 de enero de 2015; y (iv) instruye a CAMMESA a emitir liquidaciones de ventas con fecha de vencimiento a definir (LVFVD) por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, prevé la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir.

Posteriormente, mediante la Nota SE N° 1208, la Secretaría de Energía instruyó a CAMMESA el método para calcular las deudas que EDESUR mantiene con el MEM por las transacciones económicas de energía devengadas al 31 de enero de 2015, y su compensación con los créditos que surgen de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC). Como consecuencia de ello, durante el primer semestre de 2015 se reconocieron ingresos financieros netos por $628,6 millones.

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

El 28 de enero de 2016, luego de los cambios estacionales de precios, la Resolución de Emergencia No. 7/2016 fue emitida por el Ministerio de Energía y Minas. La resolución introducida por el ENRE para ajustar las tarifas de Edenor y Edesur a

través de una tarifa transitoria hasta que la RTI comience a aplicarse, la que se espera para el 31 de diciembre de 2016. Además, la Resolución No. 7/2016 suspende el PUREE y requiere de la aplicación de una tasa de subsidio para los clientes más vulnerables.

El 29 de enero de 2016, el ENRE emitió la Resolución No. 1/2016 con una nueva tarifa transitoria vigente desde el 1 de febrero de 2016. Su aplicación se encuentra en la Resolución MEM No. 7/2016, la cual cambió los procedimientos de suministro y definió Facturación mensual.

Además, el ENRE emitió la Resolución No 2/2016, que terminó la FOCEDE y estableció un nuevo procedimiento para los fondos provenientes de la Resolución ENRE 347/12, en sustitución de la confianza de Edesur y Edenor por una cuenta comercial.

El 5 de abril de 2016 se dictan las resoluciones N° 54 y 55 del ENTE NACIONAL REGULADOR DE LA ELECTRICIDAD. La primera aprueba el Pliego de Bases y Condiciones Particulares para la contratación del Consultor para la RTI de EDESUR y EDENOR, la segunda aprueba el cronograma y emite Lineamientos para la misma, indicando que ENRE definirá los Parámetros de Calidad y la TASA.

Continuando con el proceso de renegociación tarifaria el 8 de agosto el ENRE emitió la Resolución 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI. La misma recepciona muchos de los aportes y modificaciones solicitados por EDESUR al borrador que nos fuese informalmente acercado.

En forma similar, el 29 de agosto a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Por otra parte, con fecha 30 de agosto, el organismo regulador procedió a informar el valor de Tasa de Rentabilidad adoptada. Fijadas en la Resolución ENRE 494/16 en 12,46% antes de Impuestos y 8,10% después de Impuestos.

El 1 de septiembre EDESUR procedió a la presentación final del plan de inversiones solicitado por la Resolución ENRE

55/16 y luego de recibir por parte de la Secretaria de Energía Eléctrica una la nota NO-2016-01193698-APN-EDESUR RTI que establecía que los créditos y débitos producto del incumplimiento del Acta Acuerdo serían tratado en forma separada del requerimiento de ingreso de la RTI procedio a completar el 6 de Septiembre los informes relacionados con Fundamentos y criterios de la propuesta. Costos de Explotación. Requerimiento de ingresos y calculo tarifario. Estructura Tarifaria y traslado de costos Mayoristas. Mecanismo de actualización del costo propio de distribución. Resultado y Modelo económico financiero. Finalizando de este modo con la entrega formal de informes requeridos por la resolución mencionada.

El 28 de septiembre, a través de la Resolución ENRE 0522/2016, el organismo regulador resolvió convocar a Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal; ello dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las referidas Concesionarias en dicho quinquenio. El previsto se realizó la Audiencia Pública, sin registrarse incidentes. Con un total de 561 asistentes inscriptos, de los cuales 106 lo realizaron como "Expositores".

El miércoles 1 de Febrero 2017 el ENRE publicó la Resolución N° 0064 la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de $ 14.539.836.941.

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1° de febrero de 2017, a un máximo de CUARENTA Y DOS POR CIENTO (42%) respecto del VAD vigente a la fecha, debiendo completar la aplicación del valor restante del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la última, en febrero de 2018.

Además, dispone que el ENRE debe reconocer a EDENOR S.A. y a EDESUR S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 (CUARENTA Y OCHO) cuotas a partir del 1° de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Establecidos estos cuadros los cuadros tarifarios de distribución incluyendo la instrucción impartida por el MEyM y lo establecido en la Resolución SEE N° 20/2017 sobre los precios estacionales con vigencia a partir de la facturación correspondiente a 1° de febrero de 2017, se encuentra supera la etapa de transición tarifaria de EDESUR y el Acta acuerdo pasando a regirse la empresa por lo establecido en su Contrato de Concesión

Regulación en Transmisión

La transmisión fue diseñada sobre la base de la concepción general y principios establecidos en la Ley 24.065, adaptando la actividad a los criterios generales contenidos en la concesión otorgada a Transener S.A., por Decreto 2.473/92. Por razones tecnológicas el negocio de transmisión está relacionado a economías de escala que no permiten la competencia, es por lo tanto un monopolio y está sujeto a una regulación considerable.

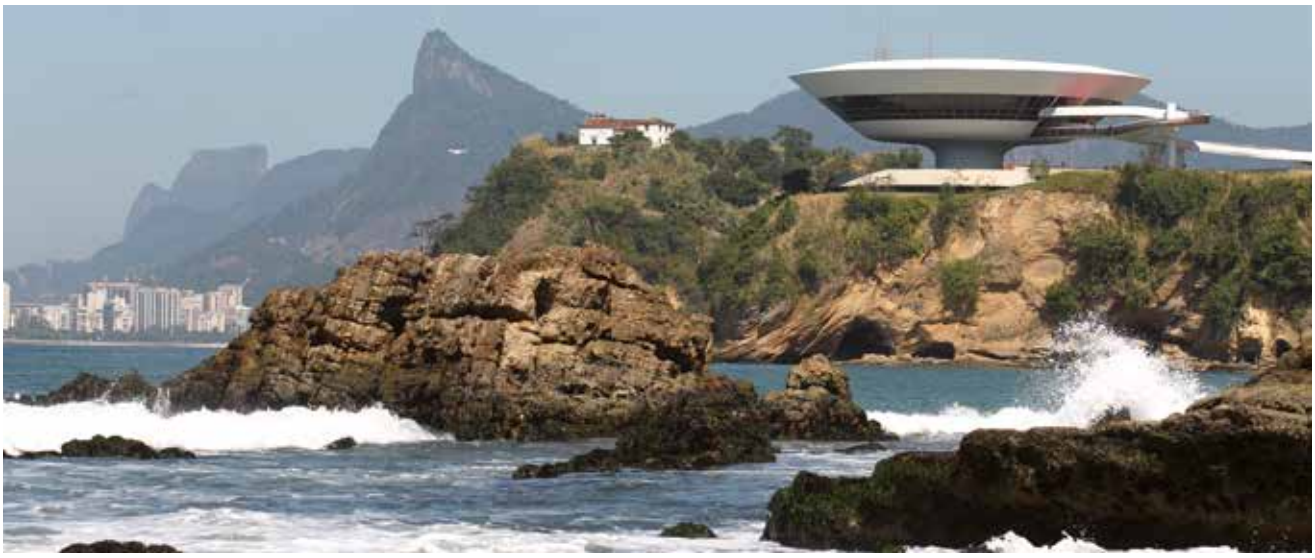
Regulación Medioambiental

Las instalaciones eléctricas están sujetas a leyes y regulaciones medioambientales, federales y locales, incluyendo la Ley Nº24.051, o Ley de Residuos Peligrosos, y sus regulaciones anexas.

Se imponen, al sector eléctrico, ciertas obligaciones de informar y monitorear y ciertos estándares de emisiones. El incumplimiento de estos requerimientos faculta al Gobierno a imponer penalidades, tales como la suspensión de operaciones que, en el caso de servicios públicos, puede resultar en la cancelación de las concesiones.

La Ley Nº26.190, promulgada en 2007, definió el uso de fuentes renovables para la producción de electricidad como de interés nacional y fijó como meta 8% de participación de mercado para las energías renovables en un plazo de 10 años.

El 21 de octubre de 2015 se publicó, en el Boletín Oficial, la nueva ley 27.191 de Energías Renovables en Argentina, modificatoria de la ley vigente Ley N° 26 190. La nueva regulación pospone para el 31/12/2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación de en el año 2025 fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La sancionada Ley crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras, otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31/12/2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a 113 US$/MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos. Se encuentra pendiente la reglamentación de la ley.



Brasil

Estructura de la Industria

La industria eléctrica de Brasil está organizada en un gran sistema eléctrico interconectado, el (Sistema Interligado Nacional), que comprende la mayoría de las regiones de Brasil, y varios otros sistemas aislados menores. La generación, transmisión, distribución y comercialización son actividades legalmente separadas en Brasil.

La industria está regulada por el Gobierno Federal a través del Ministerio de Minas y Energía (MME) y también de la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL).

De acuerdo con la Ley Nº 10.848 de 2004, el mercado mayorista de electricidad, como herramienta para la formación del precio spot es residual. En cambio, el precio mayorista se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía «nueva». Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en el que los nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía «vieja» consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes.

La transmisión trabaja bajo condiciones de monopolio. Las tarifas para las empresas de transmisión son fijadas por el Gobierno brasilero. El cargo por transmisión es fijo y los ingresos de transmisión no dependen de la cantidad de electricidad trasmitida.

La distribución es un servicio público que trabaja también bajo condiciones de monopolio y es provisto por empresas que a su vez han recibido concesiones. Los distribuidores en el sistema brasilero no están facultados para: (i) desarrollar actividades relacionadas con la generación o transmisión de electricidad; (ii) vender electricidad a clientes no regulados, excepto a aquellos dentro de su área de concesión y bajo las mismas condiciones y tarifas aplicables a sus clientes cautivos del Mercado Regulado; (iii) mantener, directa o indirectamente interés patrimonial en cualquier otra empresa, corporación o sociedad; o (iv) desarrollar actividades que no están relacionadas con sus respectivas concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el convenio de concesión relevante. Los generadores no están autorizados para tener interés patrimonial en empresas distribuidoras en exceso del 10 por ciento.

El mercado no regulado incluye la venta de electricidad entre concesionarios de generación, productores independientes, auto-productores, comercializadores de electricidad, importadores de electricidad, consumidores no regulados y clientes especiales. También incluye contratos entre generadores y distribuidores existentes bajo el antiguo marco regulatorio, hasta su expiración. Momento en el que los nuevos contratos deben ajustarse al nuevo marco regulatorio. De acuerdo a las especificaciones establecidas en la Ley 9.427/96, los consumidores no regulados en Brasil son aquellos que: (i) demandan una capacidad de a lo menos 3.000 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores; o (ii) demandan una capacidad en el rango de 500 a 3.000 kW y eligen contratar el suministro de energía directamente con generadores o comercializadores.

El sistema brasilero es coordinado por el Operador del Sistema Eléctrico Brasilero (ONS) y está dividido en cuatro sub-sistemas: Sudeste/Centro-Poniente, Sur, Noreste y Norte. En adición al sistema brasilero hay también algunos sistemas aislados; es decir, aquellos sistemas que no forman parte del sistema brasilero y que generalmente están ubicados en las regiones norte y noreste de Brasil, y tienen como única fuente de energía plantas térmicas a carbón o petróleo.

Regulación en Empresas de Generación

Los Agentes Generadores, sean concesionarios públicos de generación, IPP o auto-productores, así como los Agentes Comercializadores, pueden vender energía eléctrica dentro de dos ambientes de contratación. Uno, el Ambiente de Contratación Regulados (ACR, donde operan las empresas de distribución, en el que la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud del proceso de licitaciones coordinado por ANEEL; y el otro el denominado Ambiente de Contratación Libres (ACL), en el que las condiciones para la compra de energía son negociables directamente entre los proveedores y sus clientes, Independientemente del ACR o ACL, los contratos de venta de los generadores son registrados en la Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) y forman parte de la base para la contabilización y la determinación de ajustes por diferencias en el mercado de corto plazo.

De acuerdo a la regulación del mercado, el 100% de la energía demandada por los distribuidores debe ser satisfecha a través de contratos en el ambiente regulado vigente. De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en

los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de «energía nueva", de "energía existente", de «energía de reserva». Las subastas de energía «nueva» y «vieja» son realizadas para atender la demanda del mercado de los distribuidores. Las subastas de reserva son realizadas para elevar la seguridad del suministro de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Desde 2015 se ha creado la subasta para las centrales hidroeléctricas que no han extendido sus contratos de concesión, conforme la Ley nº 12.783/2013. Esta subasta permite que una parte de la energía generada sea vendida en régimen de cuotas y otra en el mercado libre (el porcentaje se define en cada subasta). El vencedor es el emprendedor que paga el mayor bonificación por la concesión.

Las nuevas licitaciones de energía contemplan contratos de largo plazo (20-25 años para las plantas térmicas, 30 para las hidro, 20 para solar y eólicas) en los que los nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía «vieja» consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos, por lo que la energía puede ser vendida a menores precios. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

El Decreto 5.163/2004 establece que los agentes vendedores deben asegurar el 100% de cobertura física para sus contratos de energía y potencia. Esta cobertura puede estar constituida por garantías físicas de sus propias plantas de generación o de cualquiera otra planta, en este último caso, a través de un contrato de compra de energía o potencia. Entre otros aspectos, la Resolución Normativa 109/2004 de ANEEL especifica que cuando estos límites no son alcanzados los agentes están sujetos a penalidades financieras.

En el año 2016, la conjuntura económica del país ha llevado a situación de excedente de energía, así fueron establecidas algunas medidas para reducir los excedentes de las distribuidoras, como posibilidad de acuerdos bilaterales entre generadores y distribuidores para reducción temporal, parcial o terminación del PPA pero estas medidas no fueron eficazes y todavía las distribuidoras están con excedentes por sobre el repase para los consumidores.

Durante 2016, ha sido publicada la Ley 13.360 con varios cambios para el sector, dentro de los cuales destacamos:

- Permiso para los distribuidores de vender el excendente de contratos a los consumidores libres.
- Renovación de concesiones hidroeléctricas <= 50MW de forma costosa.
- Compensación a los generadores hidroeléctricos, debido la generación térmica fuera del orden de mérito.
- Cambios en los períodos de las subastas (plazos).

En búsqueda de una solución para los impactos incurridos por la sequía, ANEEL, en diciembre de 2015, aprobó las condiciones para una "renegociación" del riesgo hidrológico con los agentes de generación participantes del Mecanismo de Reasignación de Energía (MRE). Para adherir a la "renegociación", era necesaria la renuncia a las demandas judiciales. Hubo adhesión relevante por centrales del mercado regulado, sin embargo, no hubo adhesión de centrales con energía en el mercado libre, pues las condiciones no eran interesantes. Actualmente, todavía hay una parte de generadores con medidas provisionales y/o cautelares que limitan su riesgo y transfieren parte de los costos a los consumidores.

Anualmente, Aneel ratifica, vía resolución, los valores mínimos y máximos del PLD, con lo que para 2017 los máximo y mínimo de PLD están fijados en R$533,82/MWh y R$33,68/MWh, respectivamente. El cálculo del PLD máximo considera los costos variables de operación de las termoeléctricas. Para el PLD mínimo es considerado los costos de operación e manutención de las hidroeléctricas.

Respecto a las subastas de energía en régimen regulado, con el objetivo de recomponer la oferta de energía, en 2016 se han realizado en Brasil tres subastas con energía asignada:

- 1 subasta A-1: 21 MW-medios, con dos años de suministro de energía.
- >1 subasta de Energía de Reserva: 95,4 MW-medios, asignados a pequenas hidros a un precio promedio 227,02 R$/MWh;
- 1 subasta A-5: 201,8 MW-medios, asignados a Hidro (17%), Pequenas hidros (41%), Biomasa (40%) y Gas 2%) a un precio promedio 198,59 R$/MWh.

Regulación en Empresas de Distribución

En el mercado regulado, las empresas de distribución compran la electricidad a través de licitaciones que son reguladas por ANEEL y organizadas por CCEE. Los distribuidores deben comprar la electricidad en licitaciones públicas. El Gobierno también tiene el derecho de llamar a licitaciones especiales para electricidad renovable (biomasa, mini hidro, solar y plantas eólicas). ANEEL y CCEE realizan licitaciones anualmente. El sistema de contratación es multilateral, con empresas generadoras que suscriben contratos con todos los distribuidores que convocan las licitaciones.

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones o ajustes de las tarifas a los consumidores finales: el Índice de Reposicionamiento Tarifario (IRT), que supone un ajuste anual de la tarifa por inflación; la Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) a realizar cada cuatro o cinco años en función de cada contrato de concesión, y la Revisión Tarifaria Extraordinaria (RTE), que se llevan a cabo cuando en el sector se produce un evento relevante que afecta significativamente el valor de la tarifa. De esta forma, la Ley garantiza un equilibrio económico y financiero para una empresa en el caso que se produzca un cambio sustancial en sus costos de operación. En el caso de que los componentes del costo de la Parcela A, tales como las compras de energía o los impuestos, se incrementen significativamente dentro del periodo entre dos ajustes tarifarios anuales, el concesionario puede presentar una solicitud formal a ANEEL para que esos costos sean traspasados a los clientes finales.

Todas las revisiones y reposicionamientos tarifarios son aprobados por ANEEL.

En las revisiones tarifarias (RTO y RTE), ANEEL revisa las tarifas en respuesta a los cambios en los costos de comprar energía y a las condiciones del mercado. Al ajustar las tarifas de distribución ANEEL divide el Valor Anual de Referencia, esto es, los costos de las empresas de distribución en: (i) costos no gerenciables por el distribuidor, también denominados "Parcela A", y (ii) costos que gerenciables por el distribuidor o "Parcela B", correspondiendo estos últimos a lo que conocemos como Valor Agregado de Distribución (VAD).

La revisión tarifaria ordinaria toma en consideración toda la estructura de fijación de tarifas de la empresa, incluyendo los costos de proporcionar servicios, los costos de comprar energía así como el retorno para el inversionista. Conforme a sus contratos de concesión, Coelce y Ampla están sujetos a revisiones tarifarias cada cuatro y cinco años, respectivamente. La base de los activos para calcular el retorno permitido al inversionista es el valor de mercado de reemplazo, depreciado durante su vida útil desde un punto de vista contable, y la tasa de retorno sobre el activo de distribución se basa en el Costo de Capital Promedio Ponderado, o WACC (por su sigla en inglés) de una compañía modelo. La WACC se revisa en cada ciclo tarifario. El valor de la WACC para distribución actualmente en vigor es de 12,26% real antes de impuesto.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos o pasivos regulatorios, cuya recomposición tarifaria ocurre en los reajustes tarifarios subsecuentes (15 de marzo para Ampla y 22 de abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA). Su objetivo es mantener constantes los márgenes operacionales para el concesionario con el objetivo de no permitir ganancias/pérdidas tarifarias debido a la variación de los costos de la Parcela A.

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

En diciembre de 2014 las distribuidoras en Brasil, incluidas las del Grupo Enel, firmaran un addendum al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA´s y otros) sean parte de los activos indemnizables al término de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación través de las tarifas. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permite la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

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

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

Dicho mecanismo – descrito abajo - está compuesto por cuatro niveles de banderas: el verde, amarillo, rojo nivel 1 y rojo nivel 2.

Valores aplicados de Banderas Tarifarias en 2016

	Descripción	Aplicada cuando CMO es... (R$/MWh)	Adicional en Tarifa (R$/kWh)
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	< 211,28	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	> 211,28 < 422,56	+ 0,015
Roja Nivel 1	Condiciones más costosas de generación	> 422 < 610,00	+ 0,030
Roja Nivel 2	Condiciones más costosas de generación	> 610,00	+ 0,045

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

Los valores de accionamiento de las banderas para el año de 2017 siguen en discusión entre Aneel, los agentes y la sociedad a través de la audiencia pública nº 91/2016.

Regulación en Transmisión

Cualquier agente del mercado de energía eléctrica que produce o consume energía está autorizado para usar la Red Básica. Los consumidores del mercado libre tienen también este derecho, sujeto a que ellos cumplen con ciertos requerimientos técnicos y legales. El libre acceso está garantizado por la Ley y supervisado por ANEEL.

La operación y administración de la Red Básica es responsabilidad del ONS, que tiene también la responsabilidad de administrar el despacho de energía desde las plantas en condiciones óptimas, involucrando el uso del sistema interconectado, los embalses y las plantas térmicas.

Con fecha 5 de abril de 2011 se publicaron, en el Diario Oficial, las Portuarias Ministeriales 210/2011 y 211/2011 que equiparan a las dos líneas de interconexión de la Compañía de Interconexión Energética, S.A. a concesiones de servicio público, con pago acorde a un peaje regulado. La Remuneración Anual Permitida (en adelante "RAP") es reajustada anualmente, en el mes de junio, por el Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (en adelante "IPCA") con revisiones tarifarias cada cuatro años. Se definió una Base de Remuneración Bruta de $1.760 millones de Reales (US$885 millones) y una Base Neta de $1.160 millones de Reales (US$585 millones). En 2012 ANEEL autorizó la implementación de refuerzos en las instalaciones de transmisión, reconociendo una inversión adicional de $47 millones de reales (US$23 millones), en la Base de Remuneración. La tasa de remuneración aplicable fue definida según la reglamentación vigente en 7,24% (real después de impuestos). El plazo de la autorización es hasta junio de 2020, para la Línea 1, y hasta julio de 2022, para la Línea 2, con previsión de indemnización de las inversiones no amortizadas.

Reajustes de 2016 (Ampla, Coelce y Enel CIEN)

En 2016, las dos distribuidoras y la transmisora en Grupo Enel en Brasil han tenidos los siguientes reajustes en sus tarifas:

Compañía	% reajuste 2016
Ampla	7,38%
Coelce	12,97%
Enel CIEN	9,32%

Colombia

Estructura de la Industria

El sector eléctrico colombiano fue estructuralmente reformado por la Ley 142, de Servicios Públicos Domiciliarios, y la 143, Ley Eléctrica, ambas de 1994. De acuerdo con la Ley 143 de 1994, los diferentes agentes económicos, públicos, privados o mixtos, pueden participar en las actividades del sector y gozan de libertad para desarrollar sus funciones en un contexto de competencia de libre mercado. Para operar o iniciar proyectos, se debe obtener, de las autoridades competentes, los permisos respecto de los aspectos medioambientales, sanitarios y derechos de agua, y aquellos de naturaleza municipal que sean requeridos.

El Ministerio de Minas y Energía (MME) define la política del Gobierno para el sector energético. Otras entidades gubernamentales que juegan un papel importante en la industria de la electricidad son: la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD), entidad que supervisa y audita todas las empresas de servicios públicos; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es el organismo regulador en energía eléctrica, gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos; la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que es la responsable del planeamiento y expansión de la red y la Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) que es la autoridad nacional para temas de protección de la competencia.

La CREG está facultada para dictar reglamentos que rigen las operaciones técnicas y comerciales así como las tarifas para las actividades reguladas. Las principales funciones de la CREG son establecer las condiciones para la liberalización progresiva del sector eléctrico hacia un mercado abierto y competitivo, aprobar los cargos para las redes y los costos de transmisión y de distribución para el suministro de los clientes regulados, establecer la metodología para calcular y fijar tarifas máximas para el suministro del mercado regulado, establecer normas para la planificación y coordinación de las operaciones del Sistema, establecer los requisitos técnicos de calidad, fiabilidad y seguridad del suministro, y proteger los derechos de los clientes.

El Mercado de Energía Mayorista en Colombia (MEM) se basa en un modelo de mercado competitivo y opera bajo principios de acceso abierto. La operación y administración del MEM está centralizada en un Operador del Mercado compuesto por el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) y el Centro Nacional de Despacho (CND).

El sector de generación es organizado sobre una base competitiva. Las transacciones de electricidad en el MEM son llevadas a cabo bajo las modalidades de mercado spot de energía (Corto plazo o mercado diario); Contratos Bilaterales (Mercado de largo plazo) y el Cargo por Confiabilidad. Las empresas de generación deben participar del despacho central de manera obligatoria, con todas sus plantas de generación o unidades conectadas al sistema colombiano cuyas capacidades sean iguales a 20 MW o superiores (Las plantas con capacidades entre 10 y 20 MW pueden participar opcionalmente). Las empresas de generación que participan del despacho central, deben declarar la disponibilidad comercial de sus recursos de generación y ofertar el precio al que desean venderla. Esta energía es despachada de manera centralizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) con criterios de optimización económica y respetando las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

La comercialización consiste en la intermediación entre los actores que proveen generación de electricidad, servicios de transmisión y de distribución, y los usuarios de estos servicios. La comercialización puede ser llevada a cabo junto con otras actividades del sector eléctrico o no.

La transmisión opera bajo condiciones de monopolio y con ingreso anual fijo garantizado que es determinado por el valor nuevo de reemplazo de las redes y equipos y por el valor resultante de los procesos de licitación que adjudican nuevos proyectos para la expansión del Sistema de Transmisión Nacional (STN). Este valor es repartido entre todos los comercializadores del mercado en proporción a sus demandas de energía. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) atiende el 98% de la demanda del país. Los sistemas no interconectados atienden zonas aisladas del país.

La distribución se define como la operación de las redes de distribución local y transmisión regional. Cualquier cliente puede tener acceso a una red de distribución para lo cual paga un cargo de conexión. Los distribuidores, u operadores de red, son responsables de la planificación, inversión, operación y mantenimiento de redes eléctricas con tensiones menores a 220 KV.

Regulación en Empresas de Generación

El Estado colombiano puede participar en la ejecución y explotación de proyectos de generación al igual que el sector privado. La Ley 142 de 1994, estableció el régimen legal de los servicios públicos domiciliarios y Ley 143 de 1994 enfocada, en particular, en el servicio de energía eléctrica, determinó los tipos de entidades autorizados para prestar servicios públicos domiciliarios, en este sentido se creó la "empresa de servicios públicos", como el vehículo fundamental para dicha prestación.

En el mercado de energía de corto plazo, operativamente el CND recibe, cada día, las ofertas de precios y la declaración de disponibilidad comercial para cada hora en el día siguiente, de todos los generadores participantes del mercado mayorista. Con base en esta información, el CND realiza un despacho económico mediante un procedimiento optimizado para el periodo de 24 horas del día siguiente, tomando en cuenta las restricciones eléctricas y operativas del sistema, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día de manera segura, confiable y económica. Desde el punto de vista del costo. A diferencia del resto de países en los que el despacho es centralizado con base en costes variables de producción, en Colombia el despacho se basa en precios ofertados por los agentes.

La bolsa de energía es un mercado de ajustes, donde se vende o compra el exceso o déficit de energía resultante del cumplimiento de los contratos frente a la demanda real de energía de generadores y comercializadores. En la bolsa de energía se establece el precio spot determinado por el ASIC después del día de operación mediante un procedimiento optimizado para el periodo de 24 horas del día denominado despacho ideal, que supone una capacidad infinita de transmisión en la red y tiene en cuenta las condiciones iniciales de operación, estableciendo de esta forma qué generadores debieron ser despachados para satisfacer la demanda real. El precio remunerado a todos los generadores que resulten despachados por mérito de precio es el precio del generador más caro despachado en cada hora bajo el despacho ideal.

Las diferencias de costo entre el 'despacho económico' y el 'despacho ideal' son llamadas "costos de restricción". El costo de cada restricción es asignado en principio al agente responsable de la restricción y cuando no es posible identificar un agente se distribuye proporcionalmente a todos los comercializadores del sistema colombiano, de acuerdo a su energía demandada, y estos costos son traspasados a los clientes finales.

Los generadores conectados al sistema colombiano pueden también participar del "Cargo por Confiabilidad" que es un mecanismo que pretende incentivar la inversión en el parque generador para asegurar la atención de la demanda del país en el largo plazo. El Cargo consiste en la asignación de Obligaciones de Energía Firme (OEF) mediante una subasta descendiente para los nuevos agentes interesados en desarrollar proyectos de generación, quienes deben garantizar al Sistema dicha cantidad de energía para un periodo determinado. La asignación para los generadores existentes se hace anualmente y para los proyectos nuevos por hasta 20 años. La OEF es un compromiso de parte de la empresa generadora, respaldada por sus recursos físicos, que la respaldan para producir energía firme. El generador que adquiere una OEF recibirá una compensación fija durante el periodo del compromiso, sea que el cumplimiento de su obligación sea requerido o no.

El precio por cada KWh hora de OEF corresponde al valor de cierre en la subasta por energía firme o Cargo por Confiabilidad. Cuando esta energía firme es requerida, lo que ocurre cuando el precio spot sobrepasa el precio de escasez, se realiza un balance de cumplimiento del agente, donde se verifica en el despacho ideal si el agente cubrió sus OEF con recursos propios entregó excedentes u otro agente cubrió sus OEF, en cuyo caso se balancean las diferencias valoradas al precio spot.

En 2014 la CREG expidió el Estatuto de Riesgo de Desabastecimiento, que es un mecanismo de última instancia, que actúa cuando en condiciones de hidrología crítica los fundamentales del mercado no se comportan como es esperado. En general, el esquema consiste en la adopción de unos indicadores de seguimiento del mercado, que permiten identificar si las señales de precios (bolsa de energía), son coherentes con estimaciones energéticas futuras y condiciones hidrológicas actuales del sistema.

Si los parámetros de seguimiento del mercado muestran condiciones de alerta y riesgo, se procede a declarar un periodo de riesgo de desabastecimiento, que consiste básicamente en un esquema de venta y embalsamiento de energía, que garantiza que el sistema contará con las reservas necesarias para la atención de la demanda. El embalsamiento se logra mediante la intervención de los precios de oferta de los agentes hidráulicos con capacidad en sus embalses, permitiendo así la utilización de los recursos térmicos necesarios para asegurar la confiabilidad del sistema.

Regulación en Empresas de Distribución

En Colombia, las distribuidoras tienen libertad para adquirir su suministro, pudiendo definir las condiciones de los procesos de licitación pública para adquirir la energía requerida para el mercado regulado y pudiendo también acudir al mercado spot para su comprar energía. El precio que paga el usuario final refleja un promedio del precio de compra. Desde 2004, la CREG está trabajando en una propuesta para modificar la operativa de contratación en el mercado colombiano, denominado Mercado Organizado -MOR- que pasaría a ser un sistema electrónico de contratos. Este mecanismo reemplazaría las licitaciones actuales por subastas de energía con condiciones comerciales estandarizadas, en donde la demanda a contratar se trataría como una única demanda agregada.

Los cargos de distribución son fijados por la CREG basado en el valor nuevo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital, los activos no eléctricos; así como los costos operacionales y de mantenimiento para cada compañía, y se definen para cuatro niveles de voltaje diferentes, así: Nivel 1 menor a 1 kV, Nivel 2 mayor o igual a 1 kV y menor a 30kV, Nivel 3 mayor o igual a 30 kV y menor a 57.5 kV y Nivel IV hasta mayor o igual a 57.5 kV y menor a 220 kV. Los Niveles 1, 2 y 3 de tensión son denominados Sistemas de Distribución Local (SDL) y el Nivel 4 se denomina Sistema de Transmisión Regional (STR).

Durante 2009, después de auditar la información reportada por las compañías, la CREG determinó los cargos de distribución aplicables, los cuales son fijados para un periodo de cinco años, y actualizados mensualmente de acuerdo al índice de precios al productor. La metodología para el cálculo de los cargos de distribución incluye un esquema de incentivos para los costos de administración, de operación y mantenimiento a partir de la calidad de servicio. Para las pérdidas de energía, la regulación establece una senda de índices de pérdidas reconocidas a incluir en tarifa.

La revisión de los cargos de distribución comenzó en 2013 con la publicación de la metodología de remuneración propuesta por resolución CREG no. 043/2013. Dichas bases fueron aumentadas por CREG Resolución Nº 079/2014 que contiene los propósitos y directrices para la remuneración de la distribución para el período 2015-2019 y proyectos de resolución que ha sido sometidos a consulta, Resolución CREG Nº 179/2014, Resolución CREG Nº 024/2016 y Resolución CREG Nº 176/2016 que definen una propuesta de metodología de remuneración. De acuerdo con esto, tales bases y metodología del proyecto incorporan incentivos de reemplazo incluyendo depreciación como parte de la fórmula de la tarifa y un plan de inversión que permitirá la incorporación de nueva tecnología, mejoran la calidad del servicio y controlan de pérdidas de energía. Se espera que la nueva metodología de remuneración de distribución y cargos publicados en se publique el primer trimestre de 2017.

Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones no. 083/2014, 112/2014 y 095 de 2015 que definen la metodología para calcular el WACC para transmisión de electricidad y transporte, así como distribución de gas natural y distribución.

Regulación en Transmisión

Las redes de transmisión que operan a 220 kV o superiores constituyen el Sistema de Transmisión Nacional (STN). La tarifa de transmisión incluye un cargo que cubre los costos de operación de las instalaciones, y un cargo por uso que aplica sólo a los comercializadores quienes lo traspasan directamente a los usuarios finales.

La CREG garantiza a las empresas de transmisión un ingreso fijo anual. Este ingreso es determinado por el valor de reposición a nuevo de la red y equipos, y por el valor resultante de los procesos de licitación que han adjudicado nuevos proyectos para la expansión del STN. Este valor es atribuido a los comercializadores del STN en proporción a su demanda de energía.

La construcción, operación y mantenimiento de los nuevos proyectos es adjudicado a la empresa que ofrece el menor valor presente de flujos de caja necesarios para llevarlo a cabo.

La revisión de los cargos de transmisión regulados comenzó en 2013 con la publicación de la metodología de bases de remuneración propuesta por resolución CREG no. 042/2013. Estas bases se complementan con el desarrollo de los propósitos y directrices para la remuneración de la transmisión para el período 2015-2019, que fue presentado en la resolución CREG Nº 078 / 2014 y proyectos de resolución que ha sido sometidos a consulta, Resolución CREG Nº 178/2014, Resolución CREG Nº 023/2016 y Resolución CREG Nº 177/2016 que definen una propuesta de metodología de remuneración. Esta resolución fue definida por el MME y pretende garantizar activos adecuadas y oportunas ampliaciones. Se espera que la nueva metodología de remuneración de la transmisión y los nuevos cargos de transmisión durante el se publiquen el primer trimestre del 2017.Regulación en la Comercialización.

El mercado de comercialización está dividido en clientes regulados y clientes no regulados. Los clientes en el mercado libre o no regulado pueden contratar libremente su suministro eléctrico directamente de un generador o de un distribuidor actuando como comercializadores, o de un comercializador puro. El mercado de clientes no regulados, consta de clientes con una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de 55 MWh.

La comercialización puede ser realizada por generadores, distribuidores o agentes independientes que cumplen con ciertos requerimientos. Las partes acuerdan libremente los precios de transacciones para los clientes no regulados.

El comercializador de energía es responsable de facturar los costos de electricidad a los consumidores finales y transferir los pagos a los diferentes agentes de la industria. La comercialización para clientes regulados está sujeta al "Régimen de Libertad Regulada" en el que las tarifas son fijadas por cada comercializador utilizando una combinación de las fórmulas generales de costo determinadas por la CREG y los costos de comercialización individuales aprobados por la CREG para cada comercializador. Las tarifas incluyen, entre otros, costos de abastecimiento de energía, cargos de transmisión, cargos de distribución y un margen de comercialización. Adicionalmente, los costos finales del servicio están afectados por subsidios o contribuciones que son aplicados de acuerdo al nivel socioeconómico de cada usuario.

Los cargos de comercialización para clientes regulados se establecen de acuerdo a la resolución CREG núm. 180 /2014. Los principales cambios en esta fórmula fueron la creación de un cargo fijo mensual que cubre gastos de explotación más una variable de los ingresos para los comerciantes que cubren el riesgo de crédito, subvenciones de capital de trabajo y otros costos de venta. Los costos de venta han sido aprobados individualmente para los comerciantes durante el 2015 y 2016. En el caso de Codensa, en 2015 la comisión publicó la resolución Nº 120/2015 que aprueba los gastos ventas de Codensa. La nueva tarifa fue aplicada en enero de 2016. En el caso de EEC, en 2015 la comisión publicó la resolución Nº 186/2015 que aprueba los gastos ventas de Codensa. La nueva tarifa fue aplicada en junio de 2016.

Regulación Medioambiental

El marco legal para la regulación ambiental en Colombia fue establecido en la Ley 99/1993, que también creó el Ministerio de Medioambiente, como la autoridad para la definición de políticas medioambientales. El Ministerio define, emite y ejecuta las políticas y reglamentos enfocados a la recuperación, conservación, protección, organización, administración y uso de recursos renovables.

Cualquier entidad que contemple desarrollar proyectos o actividades en relación a la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad, que puedan ocasionar un impacto, deterioro y/o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje ambiental, deben tramitar la licencia ambiental previo al inicio de las actividades.

Para las plantas en operación, a través de La Ley N° 99, se estableció que las plantas generadoras que tienen una capacidad instalada total superior a 10 MW, deben contribuir a la conservación del medioambiente, transfiriendo a los municipios y a las corporaciones ambientales en el área donde se encuentran las centrales un porcentaje asociado a la generación de energía. Las centrales hidroeléctricas deben pagar el 6 % de su generación y las centrales térmicas deben pagar el 4 % de su generación, con tarifas que son determinadas anualmente.

En 2011, el Decreto 3.570 estableció la nueva estructura del sector medioambiental creando el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (previamente, las funciones del Ministerio de Ambiente estaban establecidas junto con las funciones del Ministerio de Vivienda). Ese mismo año el Decreto 3.573 creó la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales como entidad responsable del otorgamiento y seguimiento de licencias, permisos y trámites ambientales de competencia del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

En Colombia, en 2014 se expidió la Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las ERNC al Sistema Energético Nacional, con el objetivo de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía y fomentar la gestión eficiente de la energía.

En 2015 el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 2143 de 2015 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley 1715. A partir de este, se están diseñando los procedimientos para acceder a los beneficios propuestos en la mencionada ley. En ese mismo año, asociado a la COP21 de París, Colombia, participó en esta conferencia con el compromiso de INDC de reducir el 20% de sus emisiones con respecto a la línea base hasta el 2030.

En 2015, por recomendación de la OCDE, se consolidó la reglamentación del sector ambiental en el Decreto 1076 de 2015.

En general, la regulación medioambiental para el sector eléctrico ha estado enfocada en regular aspectos relacionados con: i) las emisiones de las plantas térmicas; ii) la formulación, expedición e implementación de la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico, la actualización de la normativa asociada a vertimientos, la reglamentación de una metodología para el cálculo del caudal ambiental, y el ordenamiento y manejo de cuencas hidrográficas); iii) licenciamiento ambiental y compensaciones, por sustracción de reservas forestales y aprovechamiento, por pérdida de biodiversidad para proyectos sujetos a licenciamiento ambiental; iv) la actualización del marco regulatorio de licenciamiento ambiental y la reglamentación del régimen sancionatorio ambiental.

Perú

Estructura de la Industria

El marco jurídico general aplicable a la industria eléctrica peruana está constituido principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N ° 25844 de 1992) y sus normas reglamentarias.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) define las políticas de energía aplicables a nivel nacional, regula conjuntamente con el Ministerio del Ambiente las cuestiones ambientales aplicables al sector de la energía y es la autoridad competente para el otorgamiento y la caducidad de las autorizaciones y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) es la entidad reguladora que controla y fiscaliza el cumplimiento de las normas legales y técnicas relacionadas con las actividades de electricidad, hidrocarburos y minería, y hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión. Por su parte, la Gerencia de Regulación de Tarifas de Osinergmin (GRT) es la autoridad competente para la determinación de las tarifas reguladas. Osinergmin también controla y supervisa los procesos de licitación requeridos por las empresas distribuidoras para comprar energía a los generadores.

Por su parte, el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) adscrito al Ministerio del Ambiente, es responsable de la supervisión y fiscalización de las obligaciones ambientales contenidas en los instrumentos ambientales aprobados.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el Operador del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), coordina el despacho de las unidades de generación en función del mínimo costo, prepara diversos estudios que sirven de base para los cálculos anuales de los precios de barra, administra el mercado de corto plazo y elabora el Plan de Transmisión del Sistema Garantizado. En el COES están representadas las empresas de generación, transmisión y distribución, así como los Grandes Usuarios (clientes libres con consumo superior a 10 MW).

En zonas rurales existen pequeños sistemas eléctricos aislados que suministran electricidad en áreas específicas, los cuales representan aproximadamente el 6% de la producción total nacional.

Las principales características de la industria eléctrica en Perú son: (i) la separación de las tres actividades: generación, transmisión y distribución; (ii) libre mercado para el suministro de energía a clientes no regulados; (iii) un sistema de precios para el mercado regulado, basado principalmente en un régimen de licitaciones de largo y corto plazo.

Regulación en Empresas de Generación

Las empresas de generación que poseen u operan una planta generadora con una capacidad instalada mayor que 500 KW requieren de una concesión definitiva otorgada por el MINEM.

La coordinación de despacho de las operaciones eléctricas, la determinación de los precios spot y la administración de las transacciones económicas que ocurren en el SEIN, son gestionadas por el COES.

Los generadores pueden vender su energía directamente a distribuidoras y clientes libres y liquidar sus diferencias en el mercado spot a costo marginal. Las ventas a clientes no regulados son efectuadas a precios y condiciones mutuamente acordadas, los que incluyen peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión y, de ser el caso, los cargos por el uso de las redes de distribución.

La Ley de Concesiones Eléctricas permite la suscripción de contratos bilaterales a un precio no mayor que la Tarifa de Barra, en el caso de clientes regulados, o a un precio acordado por las partes en el caso de clientes no regulados. Además de este método bilateral, la Ley 28832 de 2006, denominada Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, estableció también la posibilidad de que los distribuidores puedan satisfacer la demanda de sus clientes regulados y no regulados bajo contratos suscritos después de un proceso de licitación de potencia y energía supervisado por Osinergmin. La aprobación de este mecanismo es importante para los generadores porque les permite disponer de un precio estable durante la vida del contrato, que no es fijado por el ente regulador y que puede tener una duración de hasta 20 años.

A raíz de la introducción del mecanismo de licitaciones, la mayor parte de los contratos para vender energía a las empresas de distribución para la atención de sus clientes, derivan de estas licitaciones. Sólo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución, se mantiene bajo el esquema de contratos bilaterales.

Otra norma que impactó sobre el mercado eléctrico fue el Decreto de Urgencia N° 049-2008, que introdujo el denominado "Costo Marginal Idealizado", éste supone que para efectos del despacho económico los costos marginales de corto plazo del SEIN se determinan considerando que no existen restricciones de gas natural (producción o transporte), ni de transmisión de electricidad; y que los costos marginales no podrán ser superiores a un valor límite definido por el Ministerio de Energía y Minas, dicho Decreto de Urgencia tiene vigencia hasta el 01 de octubre de 2017.

En Perú existe pago por capacidad, dado por el monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. Similar a Chile el cargo por capacidad es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva objetivo señalado por las autoridades competentes.

Regulación en Empresas de Distribución

La tarifa eléctrica para clientes regulados incluye cargos por energía y potencia, para generación y transmisión, y el Valor Agregado de Distribución (VAD) que considera un retorno regulado por las inversiones, cargos fijos por operación y mantenimiento, y un porcentaje estándar por pérdidas de energía en distribución.

En setiembre de 2015 fue publicado el Decreto Legislativo N° 1221, a través del cual se establece que la fijación del VAD (Valor Agregado de Distribución) se efectuará cada cuatro (4) años y será calculado para cada empresa (antes se calculaba el VAD para una empresa que era representativa de un grupo o sector típico y este VAD se aplicaba a todas las empresas que conformaban ese grupo respectivo). Además se reconocerá un cargo adicional en la tarifa para los proyectos de innovación tecnológica y eficiencia energética previamente aprobados por el Osinergmin. Se otorgará incentivos por mejora de calidad de servicio y la posibilidad de ampliar las zonas de concesión de las distribuidoras asumiendo zonas rurales aledañas a sus zonas de concesión.

El retorno real sobre la inversión de una empresa de distribución depende de su desempeño respecto de los estándares fijados por Osinergmin para una empresa modelo teórica. El sistema de tarifa permite un retorno mayor a las empresas de distribución que son más eficientes que la empresa modelo. Las tarifas preliminares son determinadas tomando como base los resultados del estudio contratado por la empresa, corregido según las observaciones del Osinergmin. Las tarifas preliminares son comprobadas para asegurar que la tasa interna de retorno es del 12 por ciento con una variación de +/- el 4%. Además, las tarifas están indexadas al tipo de cambio, al índice de precios al por mayor (IPM) y al precio de commodities como el cobre y el aluminio, con lo cual las tarifas en Perú no tienen riesgo cambiario.

Durante el último proceso de fijación de tarifas OSINERGMIN definió las tarifas de Edelnor para el periodo noviembre de 2013 a octubre de 2017. Las mismas que han sido prorrogadas hasta el 31 de octubre de 2018, mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM publicada en diciembre de 2016.

Regulación en Transmisión

Las actividades de transmisión se encuentran bajo regímenes distintos. Las instalaciones construidas antes de 2006 se dividen en Sistema Principal que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional, y el Sistema Secundario que son redes de flujo mayormente unidireccional y que sirven para evacuar energía desde una planta generadora o para llevar energía a un consumidor final. Por su parte, las instalaciones construidas a partir de 2006 se dividen en: Sistema Garantizado que son líneas para uso común, que son parte del Plan de Transmisión que elabora el COES y cuyo peaje es pagado por toda la demanda del sistema, y el Sistema Complementario, que son aquellas líneas que conectan a una central eléctrica o a un usuario con el sistema y que son pagadas por el beneficiario.

El Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el MINEM, determina el desarrollo de las líneas del Sistema Garantizado, las cuales son licitadas mediante un esquema BOOT con un plazo máximo de 30 años. Las concesionarias de transmisión del Sistema Garantizado reciben un ingreso anual fijo derivado de dichas licitaciones.

Las líneas del Sistema Complementario se desarrollan mediante planes de inversión presentados por los agentes y aprobados por Osinergmin, entidad que calcula el costo medio anual a remunerar por cada instalación, considerando costos estándares de inversión, operación y mantenimiento, una tasa de actualización de 12% antes de impuestos y una vida útil de 30 años.

Normativa Medioambiental

El marco legal medioambiental aplicable a las actividades relacionadas con la energía en Perú está estipulado en la Ley General del Ambiente (Ley N° 28611) y en el Reglamento de Protección Ambiental para las Actividades Eléctricas (Decreto Supremo 029-94-EM).

En 2008, el MINEM promulgó el Decreto Supremo 050-2008 para incentivar la generación de electricidad por medio de Energías Renovables No Convencionales (ERNC). Dicho Decreto estipula que hasta el 5% de la demanda del SEIN puede ser suministrada con la utilización de ERNC. Este tope del 5% podría ser revisado por las autoridades competentes en función del Plan Nacional de Energías Renovables. Las tecnologías consideradas como recursos renovables son: biomasa, eólica, mareomotriz, geotérmica, solar y mini-hidroeléctrica (hidroeléctrica menor a 20 MW).

A diciembre del 2016 el porcentaje de ERNC fue 2.6% de la demanda del SEIN, como resultado de la cuarta licitación adjudicada en el 2016, el porcentaje seria de 4.6% para diciembre del 2018.

Descripción del Negocio Eléctrico por País

Generación de Electricidad

En este segmento, Enel Américas posee filiales operativas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

En su totalidad, la capacidad instalada bruta del Grupo Enel Américas ascendió a 11.014 MW a diciembre de 2016 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 40.439 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 50.575 GWh.

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

El 54% de nuestra capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas y el 46% de fuentes térmicas.

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

Transmisión de Electricidad

Para Enel Américas, el negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, Enel Cien, filial de Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.100 MW.

Distribución de Electricidad

El negocio de distribución se ha llevado a cabo por medio de Edesur en Argentina, Ampla y Coelce (de propiedad de Enel Brasil) en Brasil, Codensa en Colombia y Enel Distribución Perú (antes Edelnor) en Perú. Durante 2016, nuestras principales filiales de distribución vendieron 62.714 GWh.

En la actualidad, Edesur, Ampla, Coelce, Codensa y Enel Distribución Perú atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 14,1 millones de clientes.

Argentina

Generación Eléctrica

Enel Américas S.A. participa indirectamente a través de Enel Argentina S.A. en la generación de electricidad a través de las filiales Enel Generación Costanera S.A. (Costanera), Enel Generación El Chocón S.A. (Chocón) y Central Dock Sud S.A. (CDS).

Esto es así debido a que Endesa Américas S.A., (sociedad controlante de Costanera y Chocón) y Enersis Américas S.A. (sociedad controlante de CDS), fueron absorbidas por Enersis Américas S.A. con efecto a partir del día 1 de diciembre de 2016. En dicha fecha se incorporó en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de ambas sociedades y sucediéndolas, en todos sus derechos y obligaciones y cambiando su razón social a la de Enel Américas S.A.

Esta operación se dio en el marco de la reorganización societaria implementada por el Grupo Enel, S.p.A. en Latinoamérica, que tuvo por finalidad separar las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de dicho país por la referida empresa.

Posteriormente, Enel Américas S.A. transfirió la totalidad de su participación accionaria en Enel Generación El Chocón S.A., Enel Generación Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A. a Enel Argentina S.A.

Costanera, Chocón y CDS poseen en conjunto 4.537 MW de capacidad instalada. Dicha potencia representó a fines de 2016, 13,6% de la capacidad instalada del SIN (Sistema Interconectado Nacional) argentino. La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó, al 31 de diciembre de 2016, los 13.124 GWh, 9,6% de la generación total de Argentina.

Cabe destacar, que dentro de los grupos empresarios más relevantes que tienen participación en la actividad de generación en el Mercado Eléctrico Argentino se encuentran: AES, SADESA y PAMPA ENERGIA, que a su vez adquirió durante el año 2016 a PETROBRAS ARGENTINA. Otras empresas con participación son YPF ENERGIA, CAPEX y PLUSPETROL.

La participación por potencias instaladas y por Grupos empresarios para el año 2016 quedaron distribuidas de la siguiente manera.

Participación por potencias instaladas y por Grupos empresarios para el año 2016	
ENEL	13.6%
SADESA	11.3%
AES	9.4%
GOBIERNOS PROVINCIALES	8.4%
PAMPA	9.8%
FONINVEMEM	8.3%
GOBIERNO NACIONAL	21.2%
OTROS	17.9%

Dentro de las novedades más relevantes a destacar, citamos la realización de licitaciones llevadas adelante por el nuevo Gobierno para lograr oferta de nueva generación. En tal sentido, se puede mencionar la Licitación Térmica realizada bajo la Resolución 21/2016, donde se adjudicaron 3.108 MW de nueva capacidad de Generación Térmica, y las licitaciones realizadas bajo el programa RENOVAR, para lograr ingresos de nueva capacidad de generación a partir de Energías Renovables. Dentro de este programa, se adjudicaron 59 proyectos por un total de 2.453,5 MW. En lo que respecta al programa RENOVAR, el mismo se enmarca en la Ley 27191, la cual establece un sendero de participación de este tipo de energías en el mercado que para el año 2025 debería llegar al 25%.

Enel Generación Costanera S.A.

Se encuentra localizada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.131 MW, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 851 MW y 322 MW, respectivamente, totalizando la capacidad instalada de 2.304 MW.

El 6 de octubre de 2016, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó la reforma del artículo 1° del estatuto social, por el cual se modificó la denominación de la Sociedad de Central Costanera S.A. por "ENEL GENERACION COSTANERA S.A." A la fecha de los presentes estados financieros, la modificación del estatuto social aún se encuentra en proceso de inscripción.

Durante el presente año el despacho térmico mantuvo una alta utilización de combustible líquido y fue estratégico para el sostenimiento de la demanda. Como resultado de las operaciones realizadas la generación de las Unidades Convencionales de Costanera fue de 2.179 GWh netos, y la generación de los Ciclos Combinados alcanzó los 3.534 GWh netos. Vale mencionar que durante el año 2016 se dio finalización a los trabajos de Rehabilitación de todas las unidades incluidas en el Proyecto TV.

Con respecto a los Ciclos Combinados cabe citar que el Ciclo Combinado Mitsubishi ha tenido que absorber, por la ubicación de su toma de agua de refrigeración sobre la desembocadura del Riachuelo al Río de la Plata, la mayor cantidad de camalotes que llegaron a todo el puerto de Buenos Aires, generando esta situación una indisponibilidad mayor a la prevista y una operación de mantenimiento de emergencia.

Para soportar la generación en los meses de invierno, Costanera postergó el mantenimiento mayor en el generador de la Unidad a Vapor de este Ciclo Combinado, deteniéndose finalmente en el mes de octubre. Debido a la extensión de este mantenimiento, previsto en 80 días, y por lo tanto la indisponibilidad de esta Unidad Generadora en días críticos de diciembre, en un trabajo sin precedentes se han realizado las modificaciones necesarias para operar las dos Unidades Turbinas a Gas a Ciclo abierto.

El esfuerzo realizado y el aporte de estas máquinas en días de alta demanda sobre el sistema de 132 KV han sido reconocidos por los administradores del mercado.

Respecto del Ciclo Combinado Siemens (CCI) debido a diversas postergaciones por necesidades del sistema en principio y retrasos por autorizaciones de importación posteriormente, no pudieron realizarse durante este año las tareas de la denominada LTE (Life Extension) quedando las mismas programadas para luego del invierno de 2017.

En marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N° 22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015, con aplicación retroactiva a febrero de 2016.

Para Costanera la implementación de la Resolución S.E.E. N° 22/2016 produjo un incremento en la remuneración de los costos fijos del orden del 70%. La remuneración de los cargos variables aumentó un 40%. El concepto remuneratorio para mantenimientos no recurrentes fue incrementado en un 60%, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones.

En el plano de las finanzas, durante 2016 se continuó con la estrategia financiera adoptada ya en ejercicios anteriores, de priorizar el manejo conservador de las mismas de manera de asegurar los recursos financieros necesarios para la adecuada operación de la central.

En agosto de 2016, CAMMESA y Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de hasta pesos 1.300 millones necesarios para financiar la operación de la Central. La metodología y plazos a implementar para la devolución serán en un máximo de 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, con un plazo de gracia de 12 meses, a contar desde la entrega del último adelanto parcial, a las que se les aplicará intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

Costanera garantizará la devolución de los anticipos mediante la constitución de una prenda con registro en primer grado sobre las unidades COSTTV 01-02-03-04-06-07 y con la cesión del 100% de sus créditos en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Enel Generación El Chocón S.A.

Enel Generación El Chocón S.A. es una compañía que opera los aprovechamientos El Chocón y Arroyito de generación de energía hidroeléctrica, ubicados sobre el río Limay en las provincias de Neuquén y Río Negro. El complejo hidroeléctrico tiene una capacidad instalada total de 1.328 MW, y comprende las centrales de El Chocón, con una potencia instalada de 1.200 MW (central hidráulica de embalse de acumulación) y Arroyito, con una capacidad instalada de 128 MW, utilizando ambas las aguas de los ríos Limay y Collón Curá para generar.

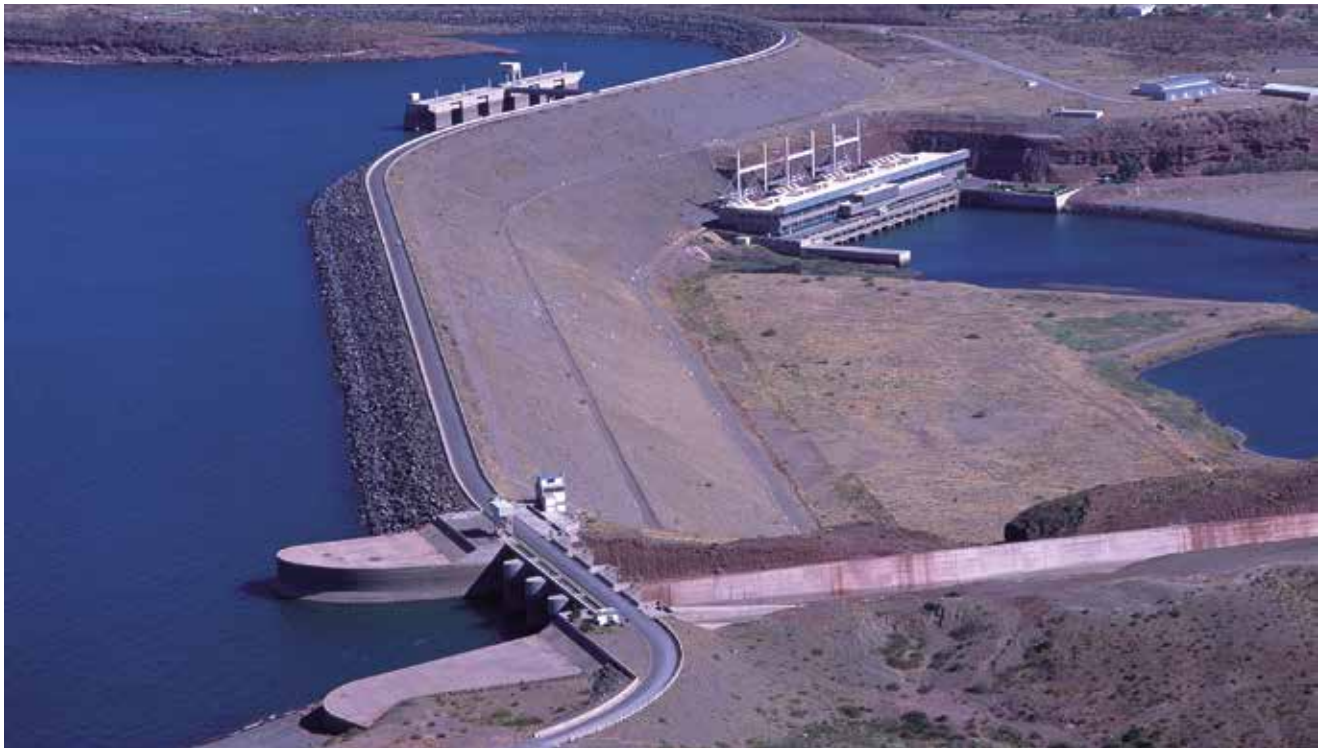
El Chocón está ubicado en la región denominada Comahue, formada por las provincias argentinas de Río Negro, Neuquén y la parte sur de las provincias de Buenos Aires, sobre el río Limay, a unos 80 km aguas arriba de su confluencia con el río Neuquén. Arroyito es el dique compensador de El Chocón y está emplazado sobre el mismo río, 25 km aguas abajo.

El 27 de octubre de 2016, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad aprobó la reforma del artículo 1° del estatuto social, por el cual se modificó la denominación de la Sociedad Hidroeléctrica El Chocón S.A. por "ENEL GENERACION EL CHOCON S.A.". A la fecha de los presentes estados contables, la modificación del estatuto social aún se encuentra pendiente de aprobación por parte de la Inspección General de Justicia.

El año hidrológico iniciado el 1° de abril se caracterizó como año extra seco, de acuerdo a los derrames acumulados en ambos ríos, Limay y Collón Cura. El derrame acumulado al 31 de diciembre de 2016 fue de 8.225,7 Hm^3. La generación neta registrada por el Complejo durante el año fue de 2.386 GWh.

La generación bruta, en el mismo período, alcanzó los 2.260,5 GWh, habiendo totalizado Central El Chocón 1.800,7 GWh, mientras que a Central Arroyito le correspondió una generación bruta de 459,8 GWh.

En lo que se refiere al aspecto operacional, la disponibilidad acumulada en 2016 del complejo El Chocón-Arroyito fue de 93,56%, habiéndose cumplido en forma satisfactoria el Mantenimiento Programado para ambas centrales; el Mantenimiento mayor 20.000 horas de servicio, unidades G2CH y G3CH; Mantenimiento mayor interruptor principal y cambio del regulador velocidad / carga, unidades G1Ch, G2Ch; G3Ch G4Ch y G6Ch y cambio del aceite por biodegradable en las compuertas de emergencia de las unidades G1Ch, G2Ch, G3Ch y G6Ch. En Central Arroyito se realizó el cambio de válvulas del transformador Y108T (ARR3). Además de atender fallas menores y las tareas programadas de mantenimiento rutinario sobre los equipos e instalaciones.



Cabe destacar que durante 2016 la Sociedad continuó con el proyecto de reemplazo del aceite mineral por biodegradable completándose el cambio en las seis compuertas de toma de la Central El Chocón, lográndose una importante mejora desde el punto de vista medioambiental que se suma a la habilitación, en 2015, de los separadores de hidrocarburos instalados en Central Arroyito para evitar que eventuales pérdidas de aceite en los intercambiadores agua/aceite de los cojinetes de turbina pudieran llegar al río Limay. El aceite mineral fue entregado para su disposición final.

En materia regulatoria, en marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N° 22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015, con aplicación retroactiva a febrero de 2016. Para Enel Generación El Chocón S.A., la implementación de la Resolución SEE Nº 22/2016 produjo un incremento en la remuneración de los costos fijos del 120%, un incremento de la remuneración variable del 40%. La remuneración adicional no presentó cambios y el concepto remuneratorio para mantenimientos no recurrentes fue incrementado en un 25%.

Como se enuncia en los considerandos de la Resolución SEE N° 22/2016, la norma resulta una medida transitoria a la espera del nuevo marco regulatorio anunciado por el gobierno.

En el desarrollo de las actividades de personal propio y contratistas, en 2016 no se han registrado accidentes al igual que en los 3 años anteriores. Los indicadores de IFG y IGG = 0 confirman un muy buen año en lo que se refiere a la seguridad de los trabajadores propios y contratados.

En el ámbito de las finanzas, la Sociedad -no obstante el complejo escenario imperante en el sector eléctrico-, canceló todos los vencimientos del año correspondientes al préstamo sindicado en pesos, realizando el 14 de septiembre de 2016 la cancelación de la última cuota de capital de dicho préstamo por $17,94 millones, y también los vencimientos del préstamo bilateral con Deutsche Bank AG, Standard Bank Plc e Itaú BBA Securities, cancelando el 15 de febrero de 2016 la última cuota capital de éste préstamo por la suma de US$ 3,6 millones. Vale mencionar que la empresa no posee deuda financiera al cierre del ejercicio bajo consideración.

Los principales proyectos de inversión que se prevé realizar en 2017 son: i) Mantenimiento Mayor de un Interruptor de Máquina de Central El Chocón, ii) Reemplazo del regulador de Velocidad/Carga de una turbina de Central El Chocón y iii) Reemplazo del sistema de Excitación de un generador de Central Arroyito.

Central Dock Sud

Ubicada en el barrio de Avellaneda, en la ciudad de Buenos Aires. Dock Sud posee y opera una central generadora con dos plantas con una capacidad total neta de 870 MW. La central Dock Sud tiene cuatro turbinas a gas y una turbina a vapor. Dos de las turbinas a gas y la turbina a vapor comprenden una central de ciclo combinado.

La energía generada por Dock Sud en 2016 fue de 5.025 GWh (85,71% GN, 14,27% GO y 0,02% Biodiesel), participando en un 5,59% de la Generación Térmica y cubriendo el 3,78% de la demanda del SADI.

Al 31 de diciembre de 2016, la capacidad instalada de Central Dock Sud S.A. representó el 2,6% de la capacidad instalada total en el SIN.

En materia operacional y en relación al mantenimiento de la central de ciclo combinado el 23 de noviembre de 2016, CDS firmó el contrato con GE Global Parts & Products por el suministro de repuestos y servicios de mantenimiento vinculados al Mantenimiento Mayor a realizarse en 2018.

Con relación al préstamo obtenido con CAMMESA, destinado a financiar los costos asociados al mantenimiento mayor del ciclo combinado realizado en 2015 por $618,26 millones, cabe mencionar que el 18 de marzo de 2016, se realizó la compensación entre la deuda de CDS con CAMMESA, originada en dicho préstamo y los créditos que CDS mantenía originados por la Remuneración por Mantenimientos No Recurrentes. Dicha compensación arrojó una deuda de capital de $569,14 millones. El mismo será cancelado en 36 cuotas mensuales, habiéndose compensado la primera cuota en abril 2016.

En marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica, dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N° 22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015, con aplicación retroactiva a febrero de 2016.

Para CDS la implementación de la Resolución S.E.E. N° 22/2016 produjo un incremento en la remuneración de los costos fijos del orden del 70%. La remuneración de los cargos variables aumentó un 40%. El concepto remuneratorio para mantenimientos no recurrentes fue incrementado en un 60%, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones.

Actividades y Proyectos en Generación

Proyecto en desarrollo: ampliación de capacidad Central Nueva Costanera

En el contexto de los cambios normativos que está implementando el gobierno argentino y de la serie de licitaciones que ha hecho y que planea seguir convocando para la realización de nuevas inversiones energéticas, se está analizando la posible instalación de un nuevo ciclo combinado en Costanera.

La intención es competir por contratos de energía eléctrica en licitaciones que el Ministerio de Energía y Minas podría llevar a cabo durante el segundo semestre de 2017 y por lo que ya ha abierto un proceso de manifestación de potencial interesado en presentar proyectos a este proceso.

El proyecto consistiría en la instalación de una unidad de ciclo combinado, con una potencia instalada de 450 MW, conectada a las barras de tensión de 220 kV y de 132 kV de la subestación Costanera ya existente. La operación podría realizarse con dos tipos de combustible (Gas Natural o Diesel). Sin embargo, existe una preferencia por el gas natural y, de no encontrarse disponible, se realizaría con diesel.

En el noviembre de 2016, se inició el proceso de licitación para las obras principales. En tanto, los estudios necesarios para obtener los permisos ambientales y la conexión a la red eléctrica concluyeron en 2015 y, en diciembre de 2016, fue enviado a las respectivas autoridades.

El período de construcción se estima en unos 30 meses, dependiendo de la configuración técnica escogida. La fecha de puesta en servicio de la nueva unidad se estima entre 2019 y 2020 dependiendo de la fecha de licitación por parte del Ministerio de Energía y Minas; además de la fecha de suscripción de los contratos adjudicados en dicho proceso.

Mejoras en Central Vuelta de Obligado

Respecto del proyecto Vuelta de Obligado S.A. (VOSA), que contempla la instalación de un ciclo combinado del orden de 800 MW, durante 2016 continuaron operando en ciclo simple las dos turbinas de gas de 270 MW cada una. Para el primer semestre de 2017 está programada la entrada en servicio de la totalidad de las instalaciones de la nueva central -que están conformadas por un Ciclo Combinado de 2 Turbinas de Gas y 1 Turbina de Vapor.

Una vez puesto en funcionamiento el ciclo combinado se iniciará la devolución de la deuda que mantiene CAMMESA con las empresas generadoras que aportaron a dicho proyecto a través de un contrato de abastecimiento durante 10 años a una tasa Libor de 30 días más 5%, conforme al Acuerdo Generadores 2008-2011.

Terrenos Reservados para Proyectos Futuros

En Argentina, Enel Américas no cuenta con terrenos reservados para proyectos futuros.

Distribución Eléctrica

Edesur

Edesur tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur del Gran Buenos Aires, comprendiendo dos terceras partes de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y doce partidos de la provincia de Buenos Aires, abarcando 3.309 km^2, por un periodo de 95 años a partir del 1° de septiembre de 1992.

Dicho período consiste en uno inicial de 15 años y ocho períodos adicionales de 10 años cada uno. Con fecha 5 de febrero de 2007, el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) resolvió extender el período inicial por cinco años adicionales, a partir de la finalización del proceso de Renegociación Tarifaria Integral (RTI).

Posteriormente, el 27 de enero de 2016, fue emitida la Resolución MINEM N° 7/2016 que instruyó al ENRE, entre otras cosas, a: efectuar un ajuste del VAD en los cuadros tarifarios de la Sociedad, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo, y llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que debía entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016. El proceso y cronograma de la RTI fue establecido mediante la Resolución ENRE 55 del día 5 de abril de 2016.

En el marco del proceso de la RTI, el 28 de octubre de 2016 se llevó a cabo la audiencia pública para poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias que la empresa distribuidoras Edesur y Edenor presentaron al ENRE conforme a la Resolución ENRE N° 55/2016.

El 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución N° 626, aprobando el documento denominado Resolución Final Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar, y trasladar a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del Ministerio de Energía y Minería de la Nación, aquellos temas planteados en la misma que no son competencia de dicho Ente.

Se espera que las comunicaciones resolutorias conteniendo el nuevo Cuadro Tarifario y Régimen Tarifario se realicen durante el mes de enero de 2017.

El contrato de concesión establece la obligación de Edesur de suministrar electricidad a petición de los propietarios o habitantes de las propiedades dentro de su área de concesión, cumplir con ciertas normas de calidad referentes a la electricidad suministrada, cumplir con exigencias operacionales con respecto al mantenimiento de los activos de distribución y facturar a los clientes sobre la base de mediciones efectivas.

En 2016, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.504.558 clientes, cifra que representa el 1,01% de crecimiento respecto al año anterior. Del total, 87,8% son clientes residenciales, 10.9% comerciales, 0,9% industriales y 0,4% otros usuarios. Las ventas de energía ascendieron a 18.493 GWh, incluido el servicio de distribución (peaje) a grandes usuarios, manteniéndose niveles similares a los del año anterior. Esta se distribuyó en 45,5% al sector residencial, 24,4% al segmento comercial, 7,6% al sector industrial y 22,5% en otros.

Durante 2016 el índice de pérdidas de energía alcanzó 12,04%.

Actividades y Proyectos en Distribución

Renovación de Sistemas Comerciales

Se realizó la adjudicación y lanzamiento del proyecto para la renovación de los sistemas comerciales, resultando adjudicado Accenture para implementar la solución basada en los productos World-Class SALESFORCE y SAP IS-U.

Subestación Gerli

La inversión ascendió a $183 millones. Se reemplazaron dos transformadores de 40 MVA por dos de 80 MVA, se incorporó un nuevo tablero de Media Tensión con dos secciones de 13,2 KV y se instalaron 10 nuevos alimentadores, realizando el tendido de 39 km de red de Media Tensión.

Lo realizado benefició a 76.000 usuarios de Gerli, Lanús Este y Valentín Alsina, duplicando la capacidad instalada.

Subestación Santa Rita

La inversión fue superior a los $147 millones. Se reemplazaron dos transformadores de 40 MVA por dos de 80 MVA, se incorporó un nuevo tablero de Media Tensión con dos secciones de 13,2 KV y se instalaron 9 nuevos alimentadores, realizando el tendido de 26 km de red de Media Tensión.

Lo realizado benefició a 116.000 usuarios de Villa del Parque, Santa Rita, Villa Mitre, Paternal, Devoto, Villa Crespo, Chacarita y Caballito, duplicando la capacidad instalada.

Subestación Quilmes

La inversión fue superior a los $133 millones. Se instaló un nuevo transformador de 40 MVA –incrementando la potencia de 120 a 160 MVA. Se incorporó un nuevo tablero de Media Tensión con una sección de 13,2 KV. También, se instalaron 6 nuevos alimentadores y se realizó el tendido de 34,8 km de red de Media Tensión.

Lo realizado benefició a 130.000 usuarios de Quilmes, Solano, Florencio Varela, Bernal, Ezpeleta, Berazategui y Plátanos, aumentando la capacidad instalada.

Cámaras Pozo

Este proyecto contempla la instalación de Centros de Transformación subterráneos MT/BT en zonas donde se observan criticidades en la red.En 2016 se instalaron 36 nuevas cámaras en CABA distribuidos en los siguientes barrios: Villa del Parque, Villa Santa Rita, Villa Gral Mitre, Villa Crespo, Villa Devoto, Flores, Floresta, Mataderos, Liniers, Balvanera, Almagro, Boedo, Parque Centenario y Villa Soldati.

Brasil

Generación Eléctrica

Enel Américas participa en la generación eléctrica a través de Enel Brasil y sus filiales Enel Green Power Cachoeira y Enel Generación Fortaleza.

Estas dos centrales, una hidroeléctrica y la otra térmica, suman una potencia total de 992 MW, representando el 0,65% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo en Brasil alcanzó los 3.665 GWh, logrando el 0,7% del total generado en ese país (termoeléctrica + hidroeléctrica), siendo la producción hidroeléctrica un 57% del total generado por el Grupo Enel Américas en Brasil.

Otras generadoras conectadas al SIN brasileño son: CHESF, Furnas, Cemig, Electronorte, Cesp, Copel, Eletrobras y Eletropaulo.

Enel Green Power Cachoeira Dourada

Se ubica en el Estado de Goiás, a 240 km al sur de Goiânia. Posee diez unidades con un total de 665 MW de capacidad instalada. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaiba.

La generación neta durante 2016 fue de 2.093 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 6.399 GWh.

Enel Generación Fortaleza

Se ubica en el municipio de Caucaia, a 50 km de la capital del estado de Ceará. Es una central térmica de ciclo combinado de 327 MW que utiliza gas natural, y tiene capacidad para generar un cuarto de las necesidades de energía eléctrica de Ceará, que alberga una población de aproximadamente 9 millones de personas.

Construida en un área de 70 mil metros cuadrados, forma parte de la infraestructura del Complejo Industrial y Portuario del Pecém, en el municipio de Caucaia, e integra el Programa Prioritario de Termoeletricidade (PPT) del Gobierno Federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales cliente son Coelce y Petrobras.

La generación eléctrica de 2016 fue de 1.572 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 3.049 GWh.

Terrenos Reservados para Proyectos Futuros

Enel Brasil cuenta con un terreno de 75 ha, en la ciudad de Macaé, estado de Rio de Janeiro, para un nuevo proyecto termoeléctrico.

Transmisión Eléctrica

El Grupo Enel Américas también participa en la transmisión y comercialización de electricidad en Brasil por medio de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, a través, de la empresa Enel Cien, donde posee el 99,3% de la propiedad.

Enel Cien

Enel Cien es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su complejo está formado por dos estaciones de conversión de frecuencia Garabi I y Garabi II, que convierten en ambos sentidos las frecuencias de Brasil (60 Hertz) y Argentina (50 Hertz), y las líneas de transmisión. En el lado argentino, son administradas por dos subsidiarias: la Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) y la Transportadora de Energía S.A. (TESA), en ambas Enel Cien mantiene control de 100,0% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.000 kilómetros, y la Estación Conversora de Garabi.

El 5 de abril de 2011 fueron publicadas en el Diario Oficial las Portuarias que definen el valor anual de la Remuneración Anual Permitida (RAP) para Enel Cien. Con ello, el regulador equipara a Enel Cien (cuyos activos se componen de las líneas Garabi 1 y 2) a los concesionarios de servicio público de transmisión. La RAP anual total es reajustada anualmente, y se realizarán procesos de revisiones tarifarias cada 4 años. Por tanto, a partir de abril 2011, Enel Cien quedó oficialmente autorizada para recibir pagos bajo este nuevo enfoque de negocio.

Distribución Eléctrica Brasil

Enel Américas participa en la distribución a través de Enel Brasil y sus filiales Ampla y Coelce.

Enel Américas posee directa e indirectamente una participación económica del 99,3% y 73,7% de la propiedad de dichas compañías, respectivamente.

En Brasil, las principales distribuidoras que componen el sistema eléctrico son: CPFL, Brasiliana de Energía, AES Elpa, Cemig, Light, Coelba y Copel.

Ampla

Ampla es una compañía de distribución de energía con actuación en el 73% del territorio del Estado del Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.188 km^2. La población alcanza aproximadamente 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios de los cuales destacan: Niteroi, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2016, Ampla entregó servicio de energía eléctrica a 3.053.695 clientes, 1,9% más que en 2015. Del total, 91% corresponden a clientes residenciales, 6% a comerciales, y 3% a otros usuarios.

Las ventas de energía en 2016 alcanzaron un total de 11.181 GWh, que representó un incremento de 0,8% en relación a 2015, con importante participación de clientes residenciales que representan 42% de las ventas físicas, seguido por clientes comerciales con 19% de ventas, luego clientes industriales con 6% y otros clientes y peajes que representan el 34% de las ventas. Ampla actúa con gran énfasis en el combate al hurto de energía con reducción de 4,0 puntos porcentuales en este indicador (de 23,64% a 19,41%). La reducción sostenible sólo es posible debido al conjunto de resultados positivos obtenidos con los proyectos desarrollados por Ampla (uso de tecnología y actuación social).

Sin embargo, hoy en día las pérdidas de energía siguen representando uno de los principales desafíos de Ampla. El año 2016 cerró con 19,4% de pérdidas de energía.

Coelce

Es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.921 km^2. La empresa atiende a una población de más de 9 millones de habitantes.

Las ventas de energía en 2016 fueron de 11.628 GWh, aumentando 3,7% con respecto al año 2015. En estas ventas participaron clientes residenciales con 36%, comerciales con 18%, seguido por peajes y otros clientes con 46%.

El número de clientes al cierre de 2016 aumentó a 3.889.905, lo que significa el 3,5% de variación en comparación al cierre del ejercicio de 2015. La clasificación por tipo de clientes indica que el 74% son residenciales, 6% clientes comerciales, mientras que otros clientes representan el 20%.

Actividades y Proyectos en Distribución

Eficiencia Energética

Los proyectos de eficiencia energética incluyen acciones para estimular el consumo consciente de la energía y el cambio de equipos (refrigeradores, congeladores, lámparas) y cableado eléctrico, con un impacto significativo en el consumo de energía y mejora de la eficiencia energética de los hogares. En 2016, 13.997 personas se beneficiaron en Ampla y Coelce por iniciativas de cambio de equipos. Así también, 108.373 consumidores fueron beneficiados por los proyectos de educación para el consumo consciente (41.075 en conferencias y talleres, 30.997 por los Agentes de la Comunidad y 36.301 por el programa Coelce en los Barrios). Los proyectos son apoyados por camiones itinerantes (Ampla Sobre Ruedas, Caminos Eficientes y Nave Coelce), equipados con un modelo explicativo del proceso de generación, transmisión y distribución de energía, simuladores del consumo y tótems interactivos con actividades divertidas para todas las edades. El aspecto de desplazamiento del proyecto garantiza el acceso a la información para los residentes y estudiantes de lugares distantes de las áreas metropolitanas.

El programa de eficiencia energética Enel Brasil en 2016 centró sus iniciativas en las regiones con mayor incidencia en las pérdidas comerciales (robo de electricidad), estimulando iniciativas de consumo responsable de la energía en la población, especialmente entre los consumidores de baja renta. Durante el año, hubo una reducción del 5,3% en las inversiones para el programa, producto del escenario del sector energético brasileño. Los recursos invertidos por los distribuidores son regulados y equivale al 0,5% de los ingresos operacionales netos de las empresas.

Smart City Búzios

El año 2016 fue la conclusión del Proyecto Smart City Buzios con implantación, investigación y reportes técnicos de todas las tecnologías aplicadas. Se realizaron inversiones cerca de R$ 54,5 millones. Los principales avances son relacionados con el monitoreo de la medición inteligente y automatización, ampliación del uso de vehículos eléctricos, gran impacto con la realización del Desafío Solar (importante evento de competencia de barcos impulsados por energía solar), y gestión de las tecnologías de generación distribuida.

Adquisición de CELG

Enel Américas a través de su filial Enel Brasil adquirió el 94,8% del capital social de Celg Distribuição S.A. («CELG»), compañía distribuidora que opera en el estado brasileño de Goiás, por un monto total de 2.187 millones de reales (aproximadamente 640 millones de dólares estadounidenses).

Enel Brasil ganó la licitación pública para la privatización de CELG, que llevó a cabo el gobierno brasileño en noviembre de 2016 a través del Banco Nacional de Desarrollo BNDES.

La compra de CELG se financió completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines de 2012.

Con esta adquisición Enel Brasil aumenta su base de clientes desde 7 a 10 millones.

Colombia

Generación Eléctrica

Enel Américas participa en la generación de energía eléctrica a su filial Emgesa, en la cual controla, directa e indirectamente, el 48,5% de la propiedad (participación económica).

Esta empresa posee una potencia instalada que representó en 2016 el 21% de la capacidad de generación eléctrica de ese país, al incluirse durante este año la planta hidroeléctrica El Quimbo.

La generación eléctrica del Enel Américas en Colombia alcanzó el 23% del total generado en dicho mercado en el 2016. Por su parte, las ventas físicas de energía representaron el 31% del total vendido (spot + contratos).

Otras generadoras conectadas al sistema eléctrico colombiano son: Empresa Pública de Medellín, Isagen, Gecelca, Celsia y Chivor.

Emgesa

El 1 de septiembre de 2007 se llevó a cabo la fusión de las sociedades colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quedando esta última como sociedad absorbente, quien modificó su nombre a Emgesa S.A. E.S.P.

Es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia, situada en el entorno de la ciudad de Bogotá. La conforman 14 centrales que totalizan una potencia de 3.509 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio, de 1.263 MW, la central hidroeléctrica más grande de ese país. De las 14 centrales existentes, 12 son hidroeléctricas y dos térmicas.

La generación neta fue de 14.952 GWh, las ventas en bolsa totales alcanzaron 18.015 GWh.

Contexto Hidrológico Favorable para Emgesa en 2016

La oferta de energía eléctrica en Colombia en 2016, se caracterizó por presentar condiciones relativamente secas; durante el primer semestre de 2016 los aportes a nivel nacional (SIN) fueron deficitarios debido al efecto del Fenómeno El Niño de intensidad fuerte que inició en febrero de 2015 y finalizó en mayo de 2016. El impacto en los aportes hidrológicos se evidenció durante el periodo septiembre de 2015 a agosto de 2016 con registros sostenidos por debajo de la media histórica.

A partir de agosto de 2016 y hasta diciembre de 2016 se registraron condiciones propias de un evento La Niña de intensidad débil que implican generalmente lluvias por encima del promedio en el territorio nacional.

Los aportes hidrológicos de las cuencas aferentes a Bogotá y Betania mantuvieron un nivel bajo. Los aportes a la cuenca el Quimbo fueron normales. Por el contrario, y por segundo año consecutivo la cuenca afluente al Guavio recibió aportes superiores a la media. Así, el precio promedio de Bolsa del año fue de 300 $/kWh, a pesar de decrecer un 21% con respecto a 2015, se vio influenciado principalmente por precios altos en el primer cuatrimestre del año dados los aportes deficitarios del país.

En este contexto, el margen variable del año 2016 de Emgesa fue COP $2.191 miles de millones, superior en 14,2% al presentado en el mismo periodo de 2015. Este resultado se vio favorecido por una generación anual de 14.952 GWh, presentándose un crecimiento de 9,1% con respecto al año anterior.

Se destaca que a pesar de las condiciones hidrológicas del Sistema, la hidrología de Guavio fue del 110% con respecto a la media histórica.

Efectiva Gestión de Mantenimiento en las Centrales de generación e Hitos de la Gestión de Producción en 2016

En 2016 la generación de energía neta alcanzó un incremento del 9% con respecto al 2015. Esto se debe principalmente a la entrada en operación de la Central Hidroeléctrica El Quimbo, en noviembre de 2015, y que durante el 2016 generó 1.448 GWh. Además, la compañía realizó una efectiva gestión técnica en las centrales de generación, la cual permitió el aumento de la capacidad efectiva de la Central Hidroeléctrica El Guavio en 50 MW, y la entrada en operación comercial de la Central Menor Guavio con 9,9 MW. Cabe destacar que la adecuada planeación y ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos garantizó que el índice de disponibilidad del parque generador en el 2016 incrementara en +0,1% comparado con el 2015, alcanzando un 91,3%.

Durante 2015 y el primer semestre del 2016 el Sistema Interconectado Nacional Colombiano –SIN– vivió las consecuencias del fenómeno climático de El Niño representadas en bajos aportes hidrológicos a los embalses y en un incremento del requerimiento de generación térmica para garantizar la atención continua de la demanda. La compañía respondió eficientemente a este requerimiento con sus centrales.

Comercialización de Gas

En 2016 se realizaron Ventas por 85,6 Mm^3 representando un incremento del 55,6% respecto al 2015 (55,2 Mm^3), con lo cual la Compañía se sigue consolidando en el mercado de Comercialización de gas en Colombia, obteniendo un margen variable de 1.515 M$COL, atendiendo 9 clientes industriales (No Regulados) en Bogotá, Manizales y Cartagena y 12 clientes en boca de pozo (Mercado Secundario) y firmando nuevos contratos de venta con clientes finales para el 2017 y 2018.

El mercado con mayor crecimiento frente al 2015 fue en los clientes boca de pozo con 108% seguido con un 6% de incremento del mercado no regulado y una disminución del 3,4% del mercado spot.

Aumento de 50 MW en la potencia neta de la Central Hidroeléctrica de El Guavio.

La central Guavio inició su operación comercial, con sus cinco unidades en el año 1993; Inicialmente las unidades se declararon ante el STN con una potencia de 200 MW y 100 MVAR. Posteriormente, en el año 1.995 se tomó la decisión de incrementar su potencia a 230 MW y 100 MVAR, y en el año 2006 nuevamente se aumentó su potencia a 240 y 100 MVAR.

Basados en las características técnicas de las unidades, en su curva de cargabilidad, así como la curva de eficiencia de las turbinas y los valores operativos de temperaturas, corrientes, vibraciones, etc., por debajo de los parámetros de diseño, se decidió evaluar la posibilidad de aumentar la capacidad de generación de estas unidades hasta un valor que no incidiera en la vida útil residual, que no sobrepasara los parámetros de temperatura y estabilidad de cada uno de las máquinas.

Como parte del plan de trabajo se llevaron a cabo trabajos encaminados a determinar la condición actual de las unidades, en este sentido, los resultados de las pruebas realizadas a los generadores, transformadores, en turbina y en servicios auxiliares, evidenciaron valores y tendencias normales para el tiempo de operación, no reflejaron en los equipos evidencia de desgaste acelerado o algún tipo de pérdida en sus propiedades.

Posteriormente, se realizaron pruebas a 250 MW y 100MVAR en cada uno de los generadores, en esta condición de operación en ningún momento las unidades sobrepasaron su potencia nominal de 270 MVA, con temperaturas por debajo de los valores de diseño y dentro de la curva de cargabilidad definida por el fabricante, igualmente las corrientes de fase en generador y el comportamiento de la potencia y corriente del banco de transformadores, así como el comportamiento de los CT´s de medida y protección, estuvieron dentro de parámetros normales. Concluyéndose que el aumento de 10 MW en cada una de las unidades no alteraba la pérdida de vida útil residual por efecto de la temperatura de los devanados de los generadores no transformadores. En este sentido se decidió declarar el aumento de potencia de la Central ante los entes regulatorios Nacionales de 1.250MW.

El Quimbo

El Quimbo se localiza al sur del departamento del Huila, al sureste de Bogotá, y se alimenta del caudal de los ríos Magdalena y Suaza. El proyecto considera un aprovechamiento a pie de presa con capacidad instalada de 400 MW, con una generación media estimada de 2.216 GWh/año.

Dada la emergencia por la que atraviesa el país por el fenómeno del niño, el 06/10/2015 el Ministerio de Minas y Energía dictó el decreto con fuerza de ley N°1979 de 2015, con el cual se autoriza a Emgesa a iniciar la generación de energía a partir del 07/10/2015. El 11/10/2015 se efectuó la primera sincronización de la U1 al sistema de transmisión nacional de Colombia.

Los principales avances del proyecto durante el transcurso del año 2016, fueron los siguientes:

- En junio de 2016, se llevaron a cabo los mantenimientos por garantía de las primeras 3.000 horas de servicio de las Unidades 1 y 2.
- Se adelantaron trabajos en caminados a recuperar los niveles de oxígeno en el agua turbinada, los mantenimientos por garantía de 4.000 horas de las dos unidades, entre otros trabajos. De igual forma se llevaron a cabo trabajos civiles importantes en presa.
- Se adelantaron mantenimientos por garantía en turbina y generador para las dos unidades y equipos auxiliares.

Proyecto en desarrollo: mejoras en la Central Termoeléctrica Termozipa

Termozipa es una planta termoeléctrica de Emgesa, ubicada a unos 40 km de Bogotá. Consta de 4 unidades con una capacidad instalada total de 221 MW y que es suministrada con carbón local de minas cercanas.

El proyecto de mejoras contempla, entre otras mejoras, intervenciones en calderas, turbinas, generadores, toma de agua. Mejoras que permitirán ampliar la vida útil de la central 15 años o 100.000 horas de operación más a los actuales.

Además, mejorarán la tasa de calor específico (una medida de la eficiencia de la planta de energía) y reducirá la indisponibilidad de energía.

La mejora busca alcanzar altos estándares ambientales en cuanto a emisiones de gas entre centrales térmicas de carbón en América Latina se refiere, los que apuntan a: emisiones de Oxidos de Nitrógeno (NO_x) menores a 330 mg/Nm^3; emisiones de Dióxido de Sulfuro (SO_2) menores a 400 mg/Nm^3 y emisiones de material particulado menor a 35 mg/Nm^3.

Las intervenciones se iniciaron a fines de 2016 y se espera que concluyan en 2017. En tanto, las mejoras ambientales que tienen como objetivo alcanzar el nuevo régimen de emisiones en todas las unidades de generación estarán concluidas en 2020.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Colombia actualmente no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

Codensa

A partir del 1 de octubre de 2016, Codensa absorbe a DECSA y a la Empresa de Energía de Cundinamarca, uniendo sus activos y patrimonios en una única compañía que atenderá el mercado completo de Bogotá y Cundinamarca, al igual que a trece municipios de los Departamentos vecinos de Meta, Tolima y Boyacá. La empresa fusionada pasa a ser una de las empresas más sólidas y relevantes del sector eléctrico en el país y la primera distribuidora de energía en Colombia, integrando lo mejor de cada empresa en una sola operación y un solo mercado, potenciando la eficiencia de la operación técnica y comercial de la Compañía.

De esta manera, al finalizar 2016, la Compañía atendía 3.248.447 clientes, resaltando que a través del despliegue de planes enfocados a disminuir el hurto de energía (enfocados en 5 aspectos: estrategia y planeación, control y seguimiento, monitoreo y sostenimiento, normalización de zonas periféricas y pérdidas técnicas) se logró que el índice de pérdidas cerrara en 2016 en 7,06% Vs 7,14% del año anterior, llevando a una significativa disminución en pérdidas de energía 2016 (1.045GWh) frente a las de 2015 (1.086GWh).

La demanda de energía eléctrica en el área de influencia de Codensa presentó un decrecimiento TAM de 2,4%, como consecuencia de la crisis que atravesó el sector energético en el país en razón al fuerte impacto del fenómeno meteorológico El Niño (entre Abril y Agosto), sumado a daños en las centrales termoeléctricas de Guatapé y Termoflores, con lo cual el Gobierno Nacional puso en marcha un plan de ahorro voluntario de energía en hogares y empresas, equivalente al 5% de la energía que el país consume.

Durante 2016 se vendieron 13.632 GWh, cifra que representó un -2,3% de crecimiento en energía suministrada frente al mismo período del año anterior y por concepto de peajes por el transporte de energía se facturaron 5.127 GWh, una variación negativa del -6,6% frente a la cifra de diciembre de 2015.

Actividades y Proyectos en Distribución

Smart Metering

En 2016 Codensa logró la instalación de más de 40.000 medidores inteligentes en el marco de la fase 1 del proyecto Medición Inteligente Codensa para Colombia.

Smart City Bogotá

Durante 2016, Codensa puso en marcha el proyecto Smart City en la zona Urbana de Bogotá, el que se mantendrá hasta 2019 y contempla la integración de tecnologías en esta zona que incluyen 5.000 medidores inteligentes, 1.000 kit Smart Info, 100 luminarias LED tele gestionadas y módulos Smart Eye, 8 circuitos automatizados, 10 estaciones de carga eléctrica, 20 vehículos eléctricos, 2 edificios equipados con sistemas de gestión energética y un centro de control que administrará información sobre consumo y estado de la red con el fin de entregar más y mejor información que permita al usuario toma de decisiones sobre su consumo.

Calidad del Servicio

Durante 2016 logramos importantes mejoras en la Calidad del Servicio, cuyo resultado se reflejó en que nuestros clientes tuvieron una caída de 19% en la frecuencia de interrupciones promedio del servicio (8.83 veces de SAIFI -System Average Interruption Frequency Index-). Adicionalmente, la duración de estas interrupciones también se redujo en 18% (687.63 Min de SAIDI -System Average Interruption Duration Index-).

Perú

Generación Eléctrica

Enel Américas S.A. posee directamente el 29% del capital social de Enel Generación Perú y a través de Generandes Perú S.A. es titular del 54.20% de las acciones de Enel Generación Perú.

Enel Generación Piura es controlada por Eléctrica Cabo Blanco S.A.C. (en adelante Elecsac). Elecsac es controlada indirectamente por Enel S.p.A. a través de sus filiales Enel Américas S.A. y Generalima S.A.C.

En Perú, otras generadoras conectadas al sistema eléctrico son: Electroperú, Enersur y Kallpa Generación.

Enel Generación Perú S.A.A.

La potencia efectiva de Enel Generación Perú, incluyendo a su empresa subsidiaria Chinango, alcanza los 1.683 MW, de los cuales el 46.7% corresponde a generación hidráulica y 53.3% a generación térmica. Cuenta con siete centrales hidroeléctricas, cinco en Lima y dos en Junín.

Las centrales hidroeléctricas de Lima se ubican en la cuenca del río Rímac. En la cuenca del río Santa Eulalia, afluente del río Rímac, se ubica la Central Huinco con una capacidad de generación de 268 MW y en la cuenca del río Rímac se ubica la Central Matucana, con una capacidad de generación de 137 MW.

Estos ríos son derivados vía túneles y canales a la localidad de Barba Blanca, donde se encuentra ubicada la Central Callahuanca, con una capacidad de generación de 84 MW. Aguas abajo están ubicadas las centrales Moyopampa, con 69 MW, y Huampaní, con 31 MW. La capacidad total de estas cinco centrales es de 589 MW. Enel Generación Perú cuenta con 21 lagunas que tienen una capacidad de 282.35 hm^3, lo que permite regular el caudal para generación y para el abastecimiento de agua de la ciudad de Lima.

En el departamento de Junín se ubican dos centrales hidroeléctricas: Yanango, con 43 MW, que aprovecha las aguas del río Tarma; y Chimay, con 155 MW, que aprovecha las aguas del río Tulumayo. Ambas dan un total de 198 MW. Estas dos centrales pasaron a formar parte de la subsidiaria Chinango, como consecuencia de un proceso de reorganización societaria simple.

Asimismo, Enel Generación Perú cuenta con dos centrales térmicas, Santa Rosa y Ventanilla, con una potencia de 418 MW y 479 MW, respectivamente. La primera, ubicada en el Cercado de Lima, está constituida por las unidades UTI con 106 MW, TG7 de 125 MW y TG8 de 187 MW. La segunda central, ubicada en la provincia constitucional del Callao, cuenta con tres unidades de generación: dos turbinas de gas y una turbina de vapor que conforman un ciclo combinado. La Central Térmica Ventanilla fue el primer ciclo combinado instalado en el SEIN y actualmente corresponde a uno de los cuatro ciclos combinados con los que cuenta el sistema.

Enel Generación Piura S.A.

Enel Generación Piura cuenta con dos plantas de generación, ubicadas en la provincia de Talara, departamento de Piura, al norte del Perú. Estas son:

- Central Malacas: con una unidad TG1 marca Mitsubishi de 11.70 MW de potencia efectiva, que fue retirada de operación comercial el 23 de agosto de 2014, la cual está siendo reemplazada por una nueva unidad TG6 de 51 MW de potencia instalada, proyecto que se encuentra en ejecución en el 2016 y se estima ingrese en operación comercial a inicios de 2017.
- Central Malacas 2, con una unidad marca ABB de ciclo abierto y que puede operar con o sin inyección de agua, con gas natural.
- Central Malacas 3, con una unidad marca SIEMENS de ciclo abierto en condición de reserva fría, con combustible diésel B5.

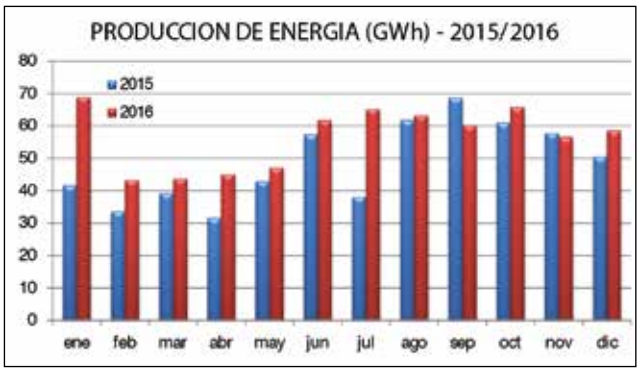
Centros de Producción

Central	Unidad	Fabricante	Combustible declarado	Potencia efectiva (MW)
Malacas 2	TGN4	ABB	Gas natural	104,37 *
Malacas 3	TG-5 RF	SIEMENS	Diesel B5	190,35**
Total				**294,72**

* Vigente a partir del 01 de julio del 2015.
** Potencia Efectiva Contratada, medida en la SE Talara 220 kV, vigente a partir del 18 de mayo del 2016.
Fuente: Comercial – Enel Generación Piura

Durante el ejercicio 2016, la producción de electricidad de Enel Generación Piura fue de 679.58 GWh. (la Central Malacas 2 contribuyó con 651.68 GWh y la Central Malacas 3 con 27.89 GWh), superior en un 16.31% con respecto a la producción del año anterior, debido principalmente a:

- Mayor requerimiento o despacho de la Unidad TGN4 a gas natural debido a prioridad de operación de unidades térmicas en el Coes; al respecto, la declaración de un menor precio de gas natural para esta unidad, permitió que su costo variable fuera más competitivo que otras unidades térmicas del SEIN que generaron con gas de Camisea.
- Operación de la unidad TG-5 RF con diesel a inicios del año por restricción gas de Camisea por rotura ducto líquidos de TGP (20 enero al 02 febrero).



Fuente: Comercial – Enel Generación Piura S.A.

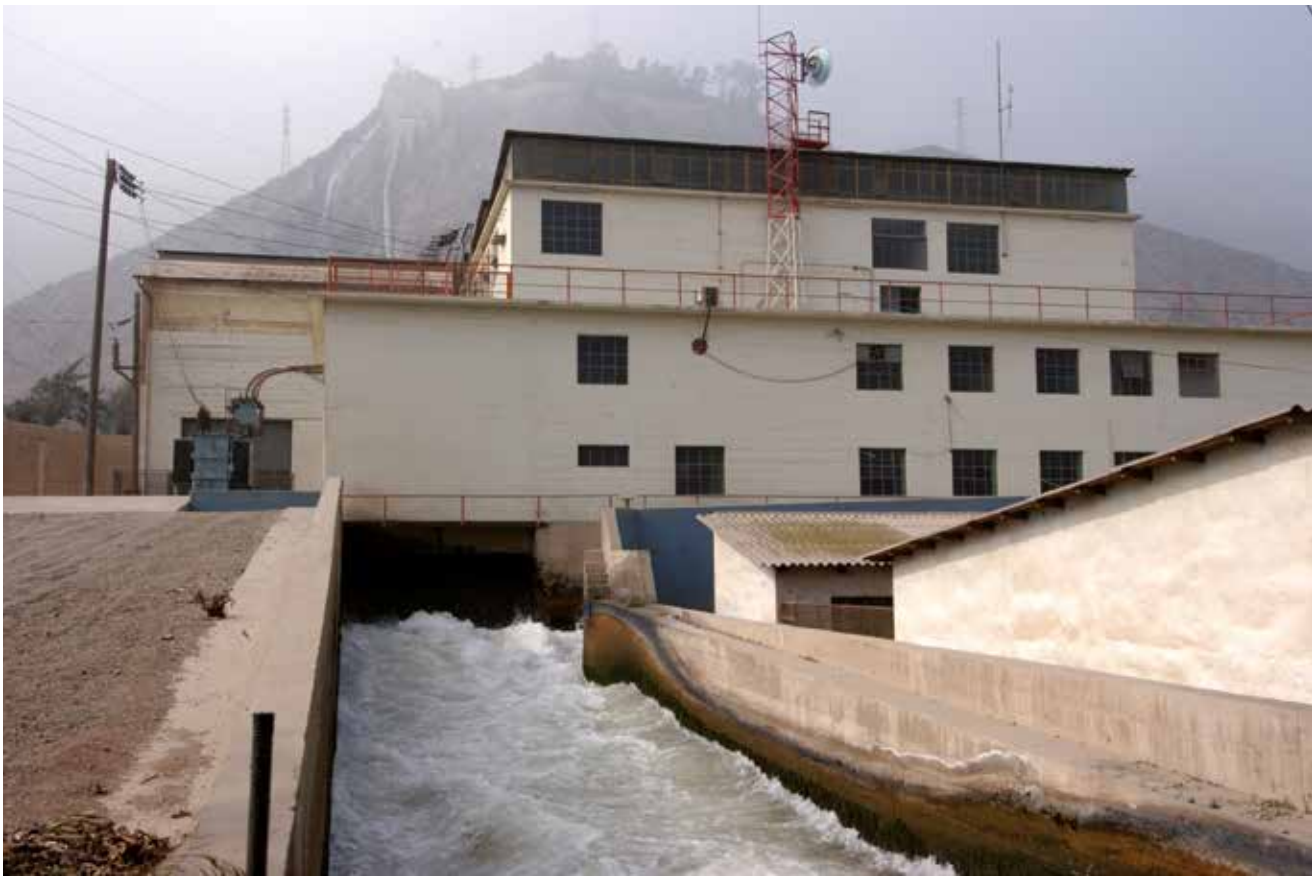
La operación de las unidades de la Central Térmica Malacas, tuvo dos periodos de generación diferenciados por las épocas hidrológicas de estiaje y avenida:

- En el primer periodo, comprendido entre enero y mayo, debido a fallas en el gasoducto de gas de Camisea, exportación de energía al Ecuador, así como aliviar problemas de déficit de producción hídrica en los momentos que se presentó presencia de sólidos en el agua de las cuencas.
- En el segundo periodo, comprendido entre junio y diciembre, se incrementó la generación por una menor hidrología de las centrales hidroeléctricas del SEIN.

De otro lado, la Central Térmica Malacas tuvo una disponibilidad total de 97,13%. Se realizaron mantenimientos menores en la unidad TGN-4.

En el periodo, la unidad de generación TGN4 registró un factor de carga de 70,64% y su eficiencia neta promedio anual fue de 31,82%. Asimismo, la potencia promedio de la Central Térmica Malacas fue de 81 MW y registró una máxima demanda anual de 294 MW (a las 21:30 horas del 19 de noviembre del 2016). La máxima producción diaria ha sido de 5.921 MWh, el 21 de enero de 2016.

El 13 de abril, se efectuó la Prueba de Potencia Efectiva y de Rendimiento (PR-17) a la unidad TG5 RF de la Central Térmica Malacas por parte de la empresa CENERGIA con la presencia del Coes como veedor. El 18 de mayo de 2016, el Coes aprobó el informe de la prueba de potencia efectiva y rendimiento de esta unidad ; paralelamente a la prueba de potencia efectiva y conforme al Contrato suscrito con el Estado, se determinó la Potencia Efectiva Contratada con un valor final de 190 MW.



Actividades y Proyectos en Generación

Proyecto en construcción: expansión de la Central Hidroeléctrica Huampani

Huampani es una central hidroelectrica localizada en Lurigancho Chosica, distrito de Lima, Perú.

El Proyecto de Recuperación de Hidroenergía ("HER") consiste en la ampliación de la capacidad instalada de la central (actualmente de 31 MW) mediante la implementación de dos nuevas turbinas de 0,35 MW cada una, con sus respectivos generadores y equipos auxiliares, dentro del canal de descarga existente central Huampani, las que serán conectadas a la subestación Huampani a través de una línea de 10kV de 140 metros de longitud.

El Permiso Ambiental para el proyecto se otorgó en agosto de 2016 y el Estudio de Pre-operatividad ("EPO") fue aprobado por el COES (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional) en septiembre del mismo año.

En septiembre de 2016, Enel Generación Perú se adjudicó el Contrato Water to Wire, el cual consta de una modalidad de contrato integral de generación, que simplifica la planificación y desarrollo del proyecto, ya que el contratista se ocupa de la mayor parte del suministro de equipos a un consorcio. El contrato entre Enel Generación Perú y el consocio entró en vigor en noviembre de 2016. En la actualidad, el consorcio está desarrollando la ingeniería detallada de las obras civiles y el diseño del equipo electromecánico, que se espera que se finalice en abril de 2017.

Se espera que la construcción comience en junio de 2017, para alcanzar su plena generación a finales del mismo año

Distribución Eléctrica Perú

Enel Américas S.A. posee directamente el 24% del capital social de Enel Distribución Perú.

En Perú, otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico son: Luz del Sur, Electro Sur, Electrocentro, Hidrandina y ENSA.

Enel Distribución Perú S.A.A.

Enel Distribución Perú es la empresa concesionaria del servicio público de electricidad en la zona norte de Lima Metropolitana, en la provincia constitucional del Callao y en las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. La zona de concesión abarca un total de 1.517 km^2.

Atiende a 52 distritos de forma exclusiva y comparte cinco distritos adicionales con la empresa distribuidora de la zona sur de Lima. Distribuyen energía a 1.367.044 clientes, lo que beneficia a más de la mitad de pobladores de Lima Metropolitana. Al cierre del ejercicio 2016, el indicador de pérdidas de energía total acumulado fue de 7,8%

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Perú cuenta con 1.367.044 clientes, lo que representa un incremento de 2,28% con relación a 2015. Las ventas físicas de energía y peaje para 2016 fueron de 7.601 GWh, un 0,6% menor a lo vendido el año anterior. En términos monetarios, las ventas alcanzaron la cifra de 3.003 millones de Soles, con un incremento de 16,54% respecto al año anterior.

Actividades y Proyectos en Distribución

En 2016, Enel Distribución Perú realizo inversiones por un total de 415.6 millones de soles. Las principales inversiones fueron:

- Ampliación de capacidad en subestaciones de transformación (SET), y líneas de transmisión incluyendo trabajos para las nuevas SET Malvinas, Filadelfia y Comas (116,4 millones de soles).
- Ampliación y refuerzo de redes de media y baja tensión (54,5 millones de soles).
- Ampliación de capacidad en alimentadores de media y baja tensión (16,8 millones de soles).
- Atención/electrificación de nuevos proyectos para la ampliación de redes en asentamientos humanos (25,8 millones de soles).
- Dotación de mayor seguridad en las instalaciones (37.6 millones de soles).
- Mejora en la infraestructura destinada al alumbrado público (6,1 millones de soles).
- Inversiones destinadas a la reducción de pérdidas comerciales (18,6 millones de soles).

Cuadro Esquemático de Participaciones

Participaciones Económicas Directas e Indirectas

Argentina	Negocio	Propiedad
Enel Generación Costanera S.A.	Gx	75,59%
Enel Generación El Chocón S.A	Gx	65,32%
Central Dock Sud, S.A.	Gx	40,25%
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Dx	72,07%
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Tx	99,34%
Transportadora de Energía S.A.	Tx	99,34%
Enel Trading Argentina S.R.L.	Tx	99,95%
Yacylec	Tx	22,22%
Termoeléctrica José de San Martin	Gx	16,91%
Termoeléctrica Manuel Belgrano	Gx	16,91%
Central de Vuelta Obligado S.A.	Gx	25,25%

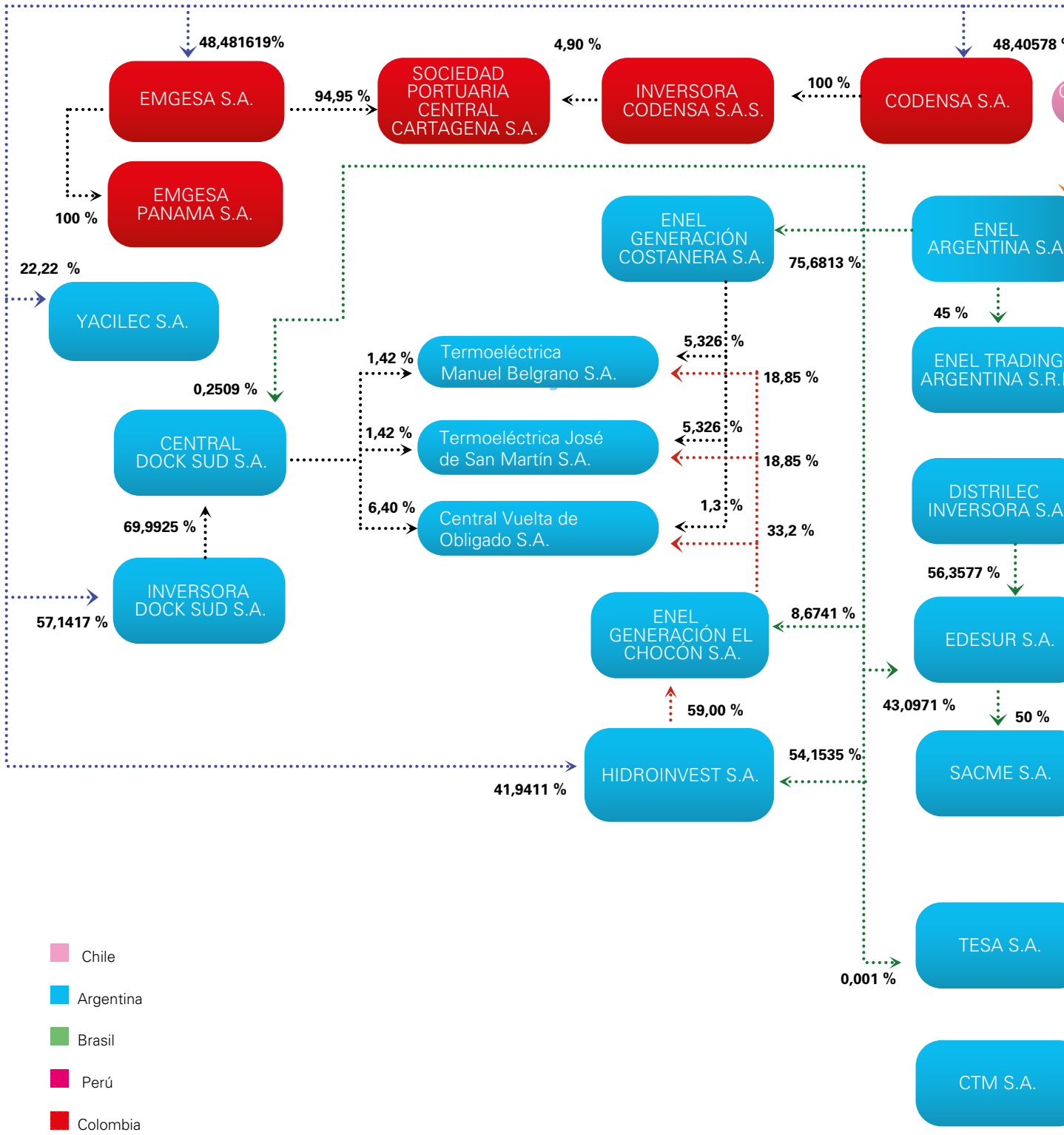
Brasil	Negocio	Propiedad
Enel Brasil S.A.	Gx, Dx, Tx	99,34%
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Gx	99,34%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	Gx	99,10%
Ampla Energía E Serviços S.A.	Dx	99,33%
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Dx	73,67%
Enel Cien S.A.	Tx	99,34%
Enel Green Power Modelo 1 Eólica S.A.	Gx	0,97%
Enel Green Power Modelo 2 Eólica S.A.	Gx	0,97%

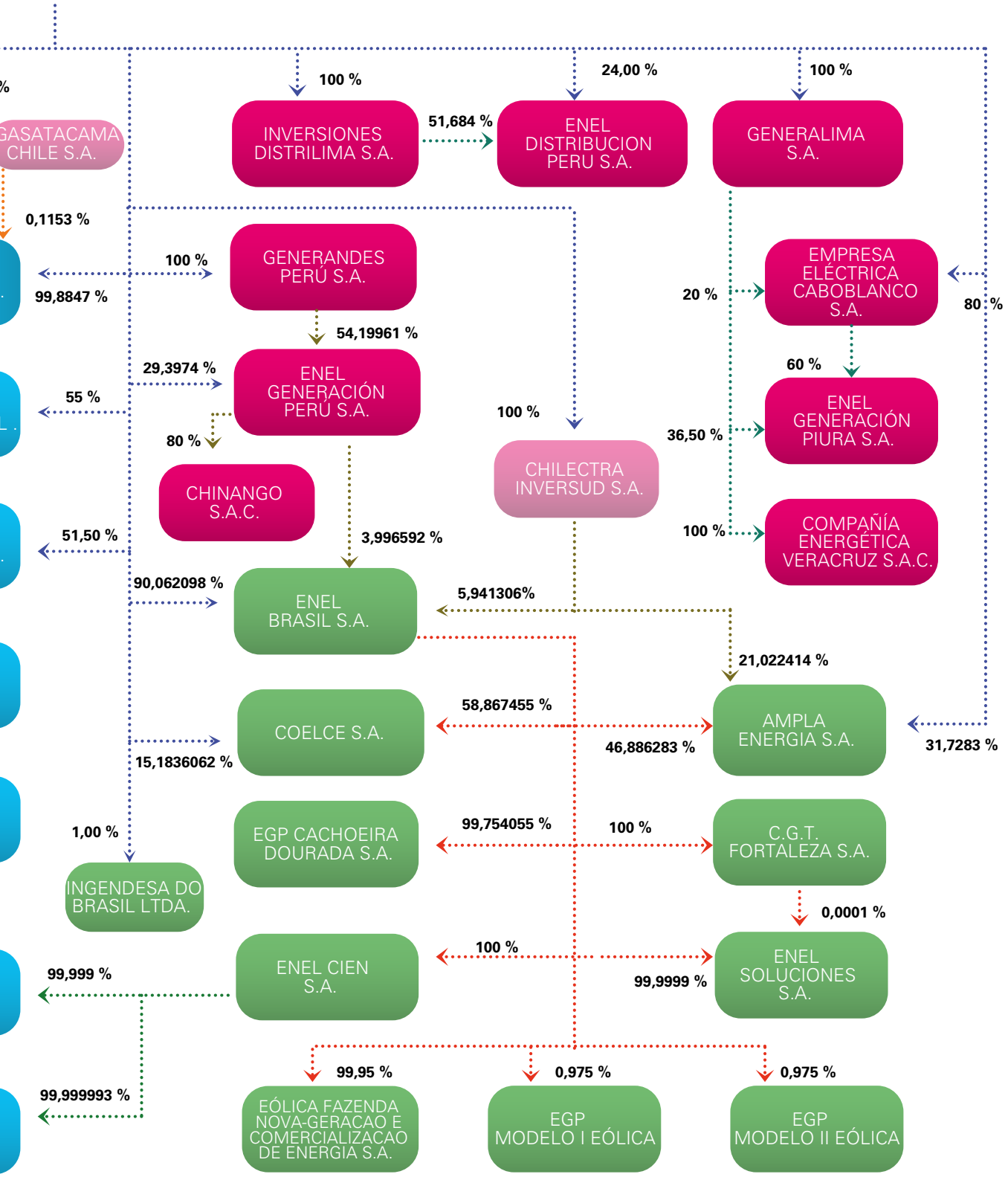
Colombia	Negocio	Propiedad
Emgesa S.A. E.S.P.	Gx	48,48%
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Dx	48,41%
Fusionada al 31/12.2016 con Codensa	Dx	-.-

Perú	Negocio	Propiedad
Enel Generación Perú	Gx	83,60%
Enel Distribución Perú S.A	Dx	75,68%
Compañía Energética Veracruz	Gx	100%
Enel Generación Piura	Gx	96,50%
Chinango S.A.C	Gx	66,88%

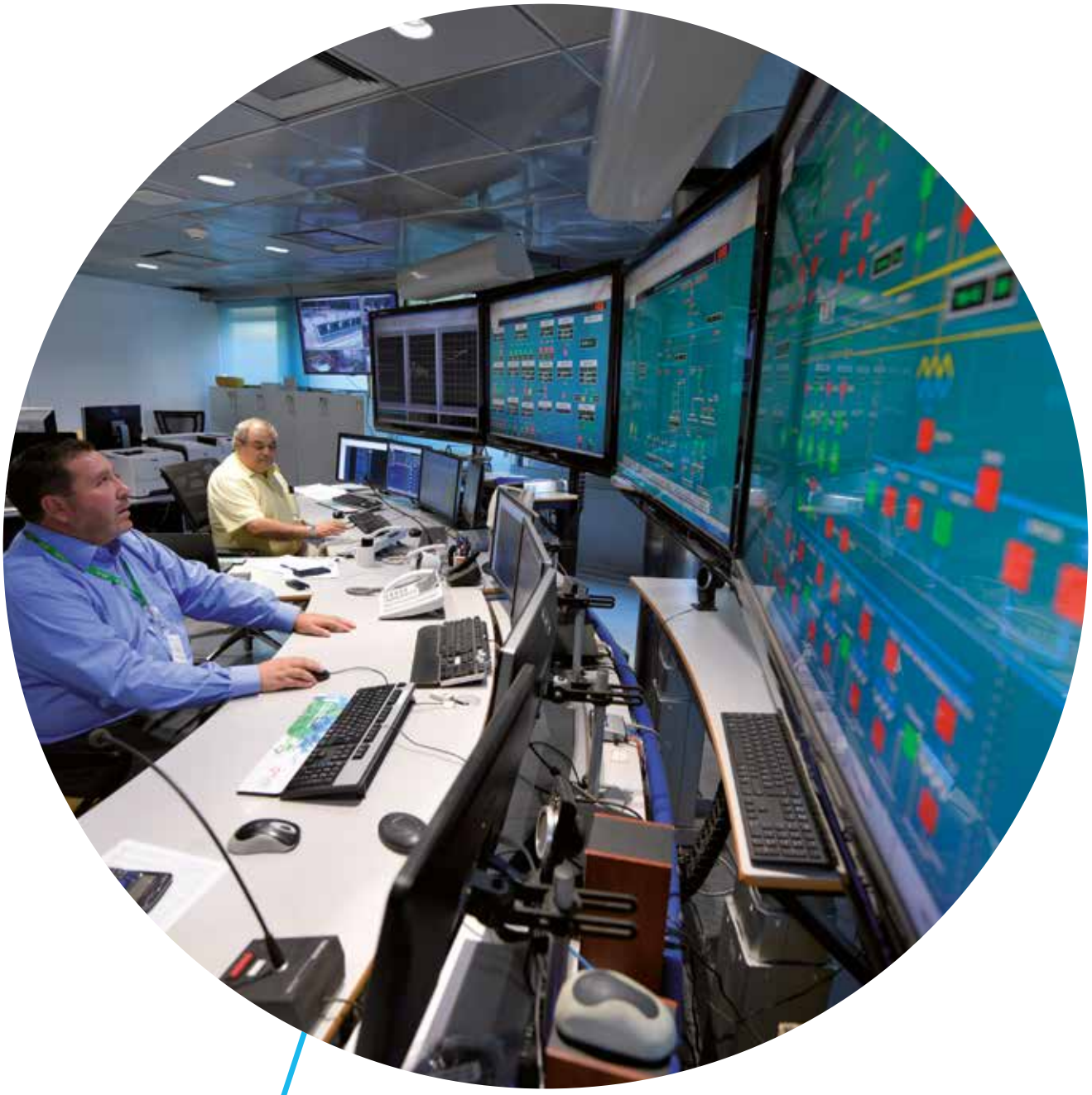
Gx: Generación
Dx: Distribución
Tx: Transmisión / Comercialización
Ox: Gasoductos, otros

Perímetro de Participaciones Societarias de Enel Américas




GASATACAMA CHILE S.A.
0,1153 %
100 %
INVERSIONES DISTRILIMA S.A.
51,684 %
24,00 %
ENEL DISTRIBUCION PERU S.A.
100 %
GENERALIMA S.A.
100 %
99,8847 %
GENERANDES PERÚ S.A.
54,19961 %
20 %
EMPRESA ELÉCTRICA CABOBLANCO S.A.
80 %
29,3974 %
55 %
ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.
60 %
ENEL GENERACIÓN PIURA S.A.
36,50 %
100 %
80 %
CHILECTRA INVERSUD S.A.
CHINANGO S.A.C.
51,50 %
3,996592 %
100 %
COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.
90,062098 %
ENEL BRASIL S.A.
5,941306%
21,022414 %
58,867455 %
COELCE S.A.
AMPLA ENERGIA S.A.
46,886283 %
31,7283 %
15,1836062 %
1,00 %
EGP CACHOEIRA DOURADA S.A.
99,754055 %
100 %
C.G.T. FORTALEZA S.A.
INGENDESA DO BRASIL LTDA.
0,0001 %
100 %
ENEL CIEN S.A.
99,999 %
99,9999 %
ENEL SOLUCIONES S.A.
99,95 %
0,975 %
0,975 %
99,999993 %
EÓLICA FAZENDA NOVA-GERACAO E COMERCIALIZACAO DE ENERGIA S.A.
EGP MODELO I EÓLICA
EGP MODELO II EÓLICA

Hechos Relevantes de la Entidad



2016

A contar del 1 de diciembre de 2016 y, como consecuencia, de La Fusión y cambio de nombre de Enersis Américas a Enel Américas, los sitios web de las entonces Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas pasaron a agruparse en www.enelamericas.com

Hechos Relevantes o Esenciales

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, se informan los siguientes hechos esenciales:

> Con fecha 29 de enero de 2016, se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

De conformidad a lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas que aprobó la división de Enersis S.A. con fecha 18 de diciembre de 2016, dicha división ha tenido efecto jurídico a partir del 1 de marzo de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Enersis Chile S.A. (en adelante "Enersis Chile") ha comenzado a existir y Enersis S.A. originaria, ha pasado a denominarse "Enersis Américas S.A." El directorio de Enersis S.A. ha tomado conocimiento de la circunstancia de haberse cumplido la condición suspensiva a que se hallaba sujeta la división de Enersis y que, en consecuencia, ha dispuesto el otorgamiento con fecha 29 de Enero de 2016 de la escritura pública que declara cumplida la referida condición suspensiva, denominada "Escritura de Cumplimiento de Condición de División de Enersis".

> Con fecha 26 de febrero de 2016, se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de la Sociedad mediante sesión ordinaria N°2/2016 de Enersis Américas S.A., antes denominada Enersis S.A. acordó por la unanimidad de sus miembros, poner término en forma unilateral a la convención denominada Acuerdo de Alianza Estratégica que fue suscrita con Endesa España con fecha 18 de Marzo de 1998. Dicha terminación, de conformidad con los términos de la misma, producirá efecto a partir del 31 de marzo de 2016.

> Con fecha 14 de abril de 2016, se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

1.- Comunicar que, con fecha 13 de abril de 2016, la Superintendencia de Valores y Seguros procedió a inscribir a Enersis Chile S. A. y sus acciones en su Registro de Valores, y que, en la Bolsa de Comercio de Santiago, la bolsa de Corredores de Valparaíso, la bolsa electrónica de Chile y la New York Stock Exchange de los Estados Unidos de América, se han efectuado las inscripciones correspondientes, todo ello de conformidad con lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas S.A. (anteriormente Enersis S.A) celebrada el 18 de diciembre de 2015. Por lo anterior, corresponde que las acciones en que se divide el capital social de Enersis Chile se entreguen liberadas de todo pago a los accionistas de Enersis Américas S.A. con derecho a recibirlas.

2.- Comunicar que según lo acordado por el Directorio de Enersis Chile S.A., dicha sociedad efectuará la distribución y entrega material de un total de 49.092.772.762 acciones emitidas por Enersis Chile, todas nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, el día 21 de abril de 2016, a los accionistas de Enersis Américas S.A. que figuren inscritos en el registro de accionistas de esta última sociedad a la medianoche del día anterior al 21 de abril de 2016.

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

4.- Los títulos representativos de sus acciones en Enersis Chile S.A. serán puestos a disposición de los accionistas de Enersis Américas S.A. para ser

retirados a partir del mismo día 21 de abril de 2016 en las oficinas de DCV Registros S.A., Huérfanos 770, piso 22, comuna de Santiago, de lunes a jueves entre las 09:00 y las 17:00 horas y los días viernes entre las 09:00 y las 16:00 horas.

> En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el día 28 de abril de 2016, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio proforma pagado en enero de 2016) y un dividendo adicional, que ascienden a un total de $204.874.253.630, que equivale a $4,17321 por acción.

Atendido que el mencionado dividendo provisorio ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a $167.209.724.296, que equivale a $3,40599 por acción.

Además se eligió un nuevo Directorio de la Compañía por un período de tres años, conformado por las siguientes personas:
Sr. Francisco de Borja Acha Besga
Sr. José Antonio Vargas Lleras
Sr. Livio Gallo
Sr. Enrico Viale
Sr. Hernán Somerville Senn
Sr. Patricio Gómez Sabaini
Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

> En sesión de Directorio de Enersis Américas S.A. celebrada el día 29 de abril de 2016 fue elegido como Presidente del Directorio y de la Compañía, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores, regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes-Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. De conformidad a lo dispuesto en la Circular N°1.956 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa que los Directores integrantes del señalado Comité son directores independientes.

El Directorio de la Sociedad ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores de Enersis Américas S.A., a don Hernán Somerville Senn, y que el Comité de Directores de la Compañía ha designado como Presidente de dicho órgano societario a don Hernán Somerville Senn y como Secretario del mismo a don Domingo Valdés Prieto.

> 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, se informó con carácter de Hecho Esencial, que en sesión extraordinaria celebrada con fecha 6 de mayo de 2016, el Directorio de Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas") acordó lo siguiente:

1.- Por la unanimidad del Directorio, dar inicio formal al proceso de fusión, mediante el cual Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), las que se disolverían sin liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones (la "Fusión"), en consonancia con las resoluciones adoptadas por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas celebrada con fecha 18 de diciembre de 2015, y según los términos de la Fusión que se expusieron a la referida junta, particularmente en lo referido a: (i) que la Fusión se sujeta al cumplimiento de la condición suspensiva consistente en que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda de hasta el 10%, 7,72% y 0,91% respectivamente; ello asimismo en la medida que el derecho a retiro en Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% de Enersis Américas después de formalizada la Fusión; (ii) que, según acuerdo adoptado el 24 de noviembre de 2015 por el Directorio de Enersis Américas, se acordó proponer a la junta que decida sobre la Fusión, una ecuación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 5 acciones de Enersis Américas por cada una de Chilectra Américas; (iii) que, según acuerdo adoptado igualmente el 24 de noviembre de 2015 complementado con otro de 17 de diciembre de 2015, el Directorio de Enersis Américas anunció su intención de presentar una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") dirigida a

la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts ("ADRs") emitidos por Endesa Américas que no sean propiedad de Enersis Américas por un precio de 285 pesos chilenos y que la OPA estará condicionada a la aprobación de la Fusión por parte de las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, y a que luego de vencido el plazo legal para el ejercicio del derecho a retiro en cada una de las sociedades Enersis Américas y Endesa Américas, se cumpla la condición de que no se haya ejercido el derecho a retiro por encima de un determinado número o porcentaje de acciones según corresponda, y a los demás términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta; (iv) que, también por acuerdo de 24 de noviembre de 2015, se instruyó al Gerente General para que, única y exclusivamente en el supuesto de que, los acuerdos de Fusión no se adopten antes del 31 de diciembre de 2017 se negocie de buena fe con Endesa Chile los términos de un compromiso de compensación en virtud del cual los costos tributarios soportados por Endesa Chile como consecuencia de su división y debidamente acreditados y descontados aquellos beneficios o créditos tributarios que Endesa Américas o Endesa Chile obtengan como consecuencia de dicha división, sean compensados con los beneficios tributarios que pueda obtener Enersis Américas; (v) que el accionista controlador Enel S.p.A., mediante sendas cartas de 25 de noviembre y 17 de diciembre 2015 ha manifestado, por un lado, (a) que consideraba que la relación de canje anunciada para la Fusión, sería adecuada a los intereses de todos los accionistas y de las propias compañías intervinientes en la reorganización, de forma que votaría en la correspondiente junta extraordinaria de accionistas a favor de la referida Fusión, siempre que antes de dicha junta no se hayan materializado hechos relevantes sobrevinientes anteriores a la junta de accionistas que afecten sustancialmente las relaciones de canje referidas y por otro (b) que de aprobarse la Fusión, es su intención como accionista controlador, durante un plazo no inferior a cinco años a contar desde la junta que apruebe la misma, no realizar o proponer que se realice cualquier otro proceso de reorganización societario que afecte a Enersis Américas distinto al que se tratará en la mencionada junta extraordinaria de accionistas.

2.- Por la unanimidad del Directorio, comunicar que los Directores señores Francisco de Borja Acha Besga, José Antonio Vargas Lleras, Livio Gallo, Enrico Viale, Hernán Somerville Senn y Patricio Gómez Sabaini, al haber sido elegidos en forma determinante con votos del accionista controlador de la Sociedad, han declarado tener interés en la Fusión en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, manifestándose involucrados según interpretación administrativa realizada por la Superintendencia de Valores y Seguros y atendido lo dispuesto en la Sentencia de la Ilma. Corte de Apelaciones de Santiago de 22 de marzo de 2016.

3.- Por la unanimidad del Directorio, comunicar que el Gerente General, don Luca D'Agnese, al ostentar los cargos de Presidente del Consejo de Administración y Director General de Enel Latinoamérica, S.A. y Vocal del Consejo de Administración de Enel Iberoamérica, S.L. ha declarado tener interés en la Fusión en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, manifestándose involucrado en la Fusión. Por lo anterior, el Directorio ha resuelto que el Gerente General deberá ejecutar las instrucciones del Directorio y abstenerse de efectuar negociaciones que pudieran resultar en un conflicto de interés para la Fusión.

4.- Por la unanimidad del Directorio, designar como perito independiente de la Sociedad a don Rafael Malla Osorio para que emita un informe relativo al valor de las sociedades que se fusionan y la relación de canje correspondiente, en los términos y en cumplimiento de lo requerido por el artículo 156 y 168 del Reglamento de Sociedades Anónimas.

5.- Por la mayoría del Directorio, y con el voto en contra del señor Domingo Cruzat Amunátegui, designar a Banco Itaú como evaluador independiente de Enersis Américas S.A. de la operación de Fusión, a efectos de que emita un informe en los términos del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas. El director Domingo Cruzat Amunátegui fundamentó su desacuerdo en el número de evaluadores designados por el Directorio, considerando que los nominados deberían ser más de uno y que, en conveniencia, promoverá la designación de otro evaluador independiente por el Comité de Directores de la Compañía.

- Con fecha 16 de mayo de 2016, se informó en carácter de hecho esencial lo siguiente:

  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, se ha informado con carácter de hecho esencial que el Comité de Directores de Enersis Américas S.A., en sesión extraordinaria celebrada en el día 16 de mayo de 2016, ha decidido contratar a la empresa Credicorp Capital Asesorías Financieras S.A. ("Credicorp Capital") como evaluador independiente para el proceso de fusión, mediante el cual Enersis Américas S.A. absorbería por incorporación a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., las que se disolverían sin liquidación, y cuyo inicio fuera comunicado mediante hecho esencial de la Compañía de fecha 6 de mayo de 2016. El Comité de Directores procedió a acordar la contratación de Credicorp Capital, a efectos de que emita un informe en los términos del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas.

- Con fecha 16 de junio de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  De conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° e inciso segundo del artículo 10° de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, debidamente facultado y en representación de Enersis Américas S.A. (la "Sociedad"), se ha comunicado a la Superintendencia de Valores y Seguros, en carácter de hecho esencial, la siguiente información relativa al proceso de fusión descrito a esa Superintendencia mediante hecho esencial de fecha 6 de mayo de 2016. Atendido que el perito Sr. Rafael Malla Osorio, designado en la fecha antes indicada, ha manifestado que no podrá cumplir en tiempo y forma con el respectivo encargo vistas las exigencias de la legislación estadounidense en la materia como consecuencia del programa de ADRs registrados en la NYSE que tiene la Compañía, el Directorio de la Sociedad acordó, por la unanimidad de sus miembros, revocar la designación como perito independiente del señor Rafael Malla Osorio y designar en su reemplazo al señor Pablo D'Agliano, condicionado a la suscripción del contrato respectivo. Habiéndose suscrito un contrato entre la Sociedad y el Sr. D'Agliano, el nuevo perito independiente, designado por la unanimidad de los miembros del Directorio de la Sociedad, deberá emitir un informe relativo al valor de las sociedades que se fusionan y la relación de canje correspondiente, en los términos y en cumplimiento de lo requerido por los artículos 156 y 168 del Reglamento de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.

- Con fecha 5 de agosto de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que en sesión extraordinaria celebrada con fecha 5 de agosto de 2016, el Directorio de Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas") por la unanimidad de sus miembros, acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 28 de septiembre de 2016.

  Las materias que se someterían al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas serían las siguientes:

  I. Operación con partes relacionadas (OPR). Aprobar en primer lugar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), en Enersis Américas (la "Fusión"), a la que se refiere el punto II siguiente de la tabla, teniendo en consideración los siguientes antecedentes que sirven de fundamente y que se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio web de la Compañía www.enersis.cl:

     (i) Informe del evaluador independiente designado por el Directorio, Banco Itaú, evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

     (ii) Informe del evaluador independiente designado por el Comité de Directores, Credicorp (IM Trust), evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

(iii) Fairness Opinion emitida con fecha 5 de agosto de 2016 por el asesor financiero del Directorio de Enersis Américas, Bank of America Merrill Lynch, en el proceso de fusión;

(iv) Informe del Comité de Directores de la Sociedad, emitido con fecha 5 de agosto de 2016; y

(v) Opiniones individuales de los Directores de la Sociedad señores Borja Acha Besga (Presidente), José Antonio Vargas Lleras (Vicepresidente), Livio Gallo, Enrico Viale, Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui, todas de fecha 5 de agosto de 2016.

(vi) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión;

II. Fusión. Luego de aprobado el punto I anterior, aprobar, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, (i) la propuesta de Fusión, en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporaría a cada una de las sociedades filiales, Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y (ii) los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, los cuales son los siguientes:

1. Los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, en conformidad a la normativa aplicable, puestos a disposición de los accionistas a partir de esta fecha, consisten en:

(i) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión;

(ii) Los balances y estados financieros de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas al 30 de junio de 2016, debidamente auditados por las empresas de auditoría externa Ernst & Young, KPMG Auditores Limitada y RSM Chile Auditores Limitada, respectivamente; y

(iii) Los informes periciales preparados por los señores Pablo D'Agliano, Colin Becker y Emilio Venegas Valenzuela, todos emitidos con fecha 5 de agosto de 2016, encargados por los directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente.

2. La Fusión estaría sujeta a las siguientes condiciones suspensivas y copulativas (las "Condiciones Suspensivas"):

(i) Que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas que sea aprobado según se señala en el número 4 siguiente;

(ii) Que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y

(iii) Que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad.

Dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan podrán acordar que la Fusión surtirá efecto no obstante hubiere fallado una o más de las Condiciones Suspensivas (el "Acuerdo Especial").

3. Una vez cumplidas las Condiciones Suspensivas o adoptado el Acuerdo Especial, los mandatarios designados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas o dando cuenta del Acuerdo Especial, en su caso; dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión."

   La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente, independiente de la fecha de cumplimiento de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio competente y de publicación en el Diario Oficial de los correspondientes extractos, las que podrán cumplirse con anterioridad o posterioridad al otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión. Una vez surta efectos la Fusión, ello será informado oportunamente a la SVS, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

4. El capital de Enersis Américas se aumentará en la suma de $1.046.470.167.544 pesos chilenos, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán suscritas y pagadas, en todo o en parte, con cargo a la incorporación del patrimonio que corresponda a los accionistas de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de suscripción y pago, el capital accionarial del cual Enersis Américas sea propietaria tanto en Endesa Américas como en Chilectra Américas, ya sea por las acciones que actualmente posea en dichas sociedades ("Acciones Actuales") como para aquellas acciones emitidas por Endesa Américas que adquiera con anterioridad a la fecha en que la Fusión surta efecto, como consecuencia de la oferta pública de adquisición de acciones que será efectuada por Enersis Américas y dirigida a la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts (ADRs) de Endesa Américas que no sean de propiedad de Enersis Américas, en los términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta (en adelante, las acciones así adquiridas se denominará las "Acciones OPA", y conjuntamente con las Acciones Actuales, se denominarán "Acciones Pre Fusión"). Al momento en que surta efecto la Fusión, solo se suscribirá y pagará la parte del aumento del capital accionarial de Enersis Américas con cargo a la incorporación del patrimonio que corresponda a los accionistas de las sociedades absorbidas, excluido al accionista Enersis Américas respecto de sus Acciones Pre Fusión. Las acciones del aumento de capital se destinarán íntegra y exclusivamente a ser distribuidas entre los accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas, excluido el accionista Enersis Américas, según la regla de asignación que se describe en el número 11 siguiente, en la proporción que les corresponda de acuerdo a la relación de canje que se acuerde para materializar la misma.

5. Se propondrá una ecuación o relación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

6. Se modificará el nombre de la Compañía, pasando a denominarse Enel Américas S.A. y se aclarará que se trata de una sociedad anónima abierta.

7. Se modificará el objeto social de la Compañía, con el propósito de incorporar a las empresas relacionadas y a las coligadas de Enersis Américas como posibles receptores de sus servicios, y se efectuará una enmienda formal a su texto.

8. Se modificarán lo siguientes artículos de los estatutos de Enersis Américas, con el único objeto de aumentar el capital social, modificar el objeto social y modificar su nombre, según lo indicado en los numerales 4, 6 y 7 precedentes.

   (i) Modificación de su artículo Primero, dando cuenta del nuevo nombre de la Compañía, esto es, Enel Américas S.A., aclarando que se trata de una sociedad anónima abierta;

   (ii) Modificación de su artículo Cuarto Permanente, con el objeto de intercalar en párrafo primero una coma (,) entre las expresiones "extranjero" y "la exploración" y reemplazar en la letra d) las expresiones "empresas filiales" por "empresas relacionadas, filiales y coligadas";

   (iii) Modificación del artículo Quinto, dando cuenta del aumento de capital de Enersis Américas producto de la Fusión, y emisión de nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal;

   (iv) Dejar sin efecto todas las disposiciones transitorias del estatuto por haber perdido su vigencia, y agregar un nuevo artículo Primero Transitorio relativo al estado de suscripción y pago del capital social luego de la Fusión; y

   (v) Asimismo, sujeto a lo que se apruebe en el punto III siguiente, se agregará un nuevo artículo Segundo Transitorio al texto refundido de los estatutos de Enersis Américas que se apruebe para la Fusión, relativo a la cancelación de las Acciones de Propia Emisión (según este término se define más adelante)

9. Se otorgará un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas, que incluirá las modificaciones señaladas en el numeral 8 precedente.

10. Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 69 del Código Tributario, Enersis Américas, en su calidad de continuadora y sucesora legal de Endesa Américas y Chilectra Américas, se constituirá en solidariamente responsable y se obligará a pagar todos los impuestos que adeudaren o pudieran llegar a adeudar Endesa Américas y Chilectra Américas, de conformidad al balance de término que deberán confeccionar Endesa Américas y Chilectra Américas en virtud de la disposición legal citada anteriormente.

11. El Directorio de Enersis Américas dispondrá la asignación de las nuevas acciones y la actualización de su registro de accionistas a la medianoche del día anterior a la fecha en que la Fusión surta efecto, considerando para estos efectos a los accionistas que se encuentren inscritos en los registros de accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas a dicha fecha, y los traspasos, transferencias y transmisiones de acciones debidamente celebrados que hubieren sido presentados a Endesa Américas y Chilectra Américas con anterioridad a la misma y que todavía no se hubieren cursado y anotado en el registro de accionistas correspondiente.

    Se excluirá de esta asignación a las acciones de titularidad de Enersis Américas en las sociedades absorbidas, esto es las Acciones Pre Fusión, las cuales quedarán sin efecto al surtir efecto la Fusión.

12. Acordar cualquier otra materia que los accionistas estimen conducentes en relación con la Fusión propuesta, y facultar ampliamente al directorio de Enersis Américas para otorgar todos los poderes que se estime necesarios, especialmente aquéllos para legalizar, materializar, certificar, aclarar o precisar y llevar adelante los acuerdos de Fusión y demás que se adopten.

    Se deja constancia que los accionistas disidentes de la Fusión tendrán derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 69 de la LSA. Los términos y condiciones para el ejercicio de dicho derecho a retiro serán informados oportunamente, de conformidad a la ley y reglamentación vigente.

III. Cancelación de Acciones de Propia Emisión. Sin formar parte del acuerdo de Fusión, y con la finalidad

de que la sociedad absorbente no sea titular de acciones de propia emisión con motivo de la Fusión, se propondrá a los accionistas de las sociedades que se fusionan aprobar que, si se ejerciere el derecho de retiro en cada una de ellas por hasta los porcentajes máximos acordados como Condiciones Suspensivas para la Fusión, las acciones que sean adquiridas producto de lo anterior por Enersis Américas (en adelante esas acciones, las "Acciones de Propia Emisión Enersis") y por Endesa Américas y/o Chilectra Américas (en adelante esas acciones las "Acciones de Propia Emisión Filiales", y éstas conjuntamente con las Acciones de Propia Emisión Enersis, se denominarán las "Acciones de Propia Emisión") serán canceladas.

Para estos efectos, y mediante un acuerdo posterior y separado al acuerdo de Fusión, se propondrá acordar una disminución del capital de Enersis Américas en una cantidad de hasta el monto en que se incurra para adquirir las Acciones de Propia Emisión, conforme al precio a pagar por el ejercicio del derecho de retiro en cada sociedad, el cual será informado en la junta que se convoca. La cantidad máxima que podría alcanzar esta disminución de capital será informada en la junta que se convoca en base a la fórmula antes señalada. Esta disminución de capital estaría sujeta a los siguientes términos y condiciones:

(a) En primer lugar, se acordará al efecto no enajenar las Acciones de Propia Emisión.

(b) La disminución de capital ocurrirá automáticamente, de inmediato y sin más trámite, cancelándose consecuentemente las respectivas Acciones de Propia Emisión del registro de accionistas de Enersis Américas, de la siguiente manera: (i) respecto de todas aquellas Acciones de Propia Emisión Enersis, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad; (ii) respecto de todas aquellas Acciones de Propia Emisión Filiales que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad con anterioridad al momento en que surta efecto la Fusión, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que surta efecto la Fusión; y (iii) respecto de todas aquellas Acciones de Propia Emisión que Enersis Américas pague y adquiera su titularidad con posterioridad al momento en que surta efecto la Fusión y hasta el 1° de abril de 2017, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad.

(c) El Directorio o el Gerente General de Enersis Américas otorgará una escritura pública declarativa dejando constancia de si hubieran ocurrido disminuciones de capital y, en su caso, del nuevo monto del capital de Enersis Américas en las siguientes oportunidades: (i) dentro de los diez días siguientes al día en que la Fusión surta efecto, y (ii) dentro de los diez días siguientes al 1 de abril de 2017. Cada una de esas escrituras públicas será anotada al margen de la inscripción social de Enersis Américas.

IV. Información sobre otras operaciones con partes relacionadas. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos relativos a otras operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la LSA distintas de la Fusión, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas de Endesa Américas, con indicación de los directores que las han aprobado.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la aprobación de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Relación con Inversionistas), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, aquéllos se encontrarán, a contar del día de hoy, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Compañía: www.enersis.cl. Finalmente, se hace presente que también se encuentran disponibles en los respectivos sitios Web de Endesa Américas (www.endesaamericas.cl) y Chilectra Américas (www.chilectraamericas.cl), los informes de los evaluadores independientes y peritos requeridos por tales entidades, así como los demás antecedentes que sirvan de fundamento para decidir acerca de la OPR y Fusión que será sometida a consideración de los accionistas de tales entidades.

> Con fecha 5 de agosto de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que el Directorio de Enersis Américas S.A., en sesión celebrada el día 5 de agosto de 2016, tomó conocimiento de los siguientes antecedentes relativos a la operación con partes relacionadas consistente en la fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. en Enersis Américas S.A. (la "Fusión"):

(a) Informe Definitivo de evaluación independiente sobre la operación entre personas relacionadas que constituye la Fusión, emanado por el evaluador independiente designado por el Directorio, Banco Itaú, en el marco de la Reorganización Societaria;

(b) Informe Definitivo de evaluación independiente sobre la operación entre personas relacionadas que constituye la Fusión, emanado por el evaluador independiente designado por el Comité de Directores, Credicorp (IM Trust), en el marco de la Reorganización Societaria;

(c) Informe Pericial Definitivo emanado del Perito, señor Pablo D'Agliano, designado por el Directorio de la Compañía para informar sobre el valor de las sociedades que se fusionan, Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, y la relación de canje de las acciones de las referidas sociedades;

(d) Fairness Opinion emitida por el asesor financiero, Bank of America Merrill Lynch, designado por el Directorio de la Compañía para asesorarle en el proceso de Reorganización Societaria;

(e) Declaraciones individuales de los señores Directores de Enersis Américas, señores Borja Acha Besga, Presidente del Directorio, José Antonio Vargas Lleras, Vicepresidente del Directorio y de los directores Livio Gallo, Enrico Viale, Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui, referidas a la fusión en su calidad de operación entre partes relacionadas, emanadas de conformidad a lo preceptuado por el artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas; y

(f) Informe del Comité de Directores de Enersis Américas en relación a la Fusión, emitido por dicho órgano societario en conformidad al artículo 50 bis de la Ley N° 18.046, sobre Sociedades Anónimas.

Copia íntegra de los documentos antes señalados puede ser obtenida por parte de los accionistas de la Compañía en su domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Relaciones con Inversionistas), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, aquéllos se encontrarán, a contar del día 5 de agosto de 2016, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Compañía: www.enersis.cl.

> Con fecha 16 de agosto de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que:

1. De acuerdo a lo establecido en el artículo 69 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y el artículo 132 del Reglamento de Sociedades Anónimas, aprobado por el Decreto Supremo N° 702, de 2011, del Ministerio de Hacienda, que estatuye que el valor de mercado de la acción que se deberá pagar a los accionistas que ejercieren su derecho a retiro en las sociedades anónimas abiertas que poseen presencia bursátil, corresponde al promedio ponderado de las transacciones bursátiles de la acción durante el período de 60 días hábiles bursátiles comprendidos entre el trigésimo y el nonagésimo día hábil bursátil anterior a la fecha de la Junta que motiva el retiro; es posible determinar a partir de esta fecha el precio que corresponderá pagar a cada accionista disidente que ejerza su derecho a retiro con ocasión de los acuerdos adoptados en la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía, a celebrarse el próximo 28 de septiembre de 2016.

Conforme a lo anterior, el precio que se pagará a cada accionista que ejerza su derecho a retiro, será de 112,02 pesos chilenos por cada acción que el accionista disidente de Enersis Américas tenga inscrita en el Registro de Accionistas de la Compañía con cinco días de anticipación al de celebración de la Junta.

2. Adicionalmente, y atendida la convocatoria a Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas para decidir respecto de la fusión de la misma con las sociedades Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., según lo indicado en hecho esencial emitido con fecha cinco de agosto del presente, la Compañía ha considerado pertinente, para una mayor transparencia del proceso y atendiendo a la singularidad del mismo, reiterar determinada información que afecta al proceso de acuerdo con la normativa de los Estados Unidos, en el siguiente sentido:

De conformidad con lo indicado en solicitud realizada a la Superintendencia de Valores y Seguros por parte de Enersis Américas con fecha 23 de mayo de 2016, en las presentaciones hechas ante el mismo órgano por parte de Endesa Américas, con fecha 31 de mayo de 2016, y por Chilectra Américas S.A. y Enersis Américas, con fecha 1 de junio del año en curso, todas solicitudes y presentaciones públicas y de las que da cuenta la propia Superintendencia de Valores y Seguros en su respuesta a las mismas mediante Oficio Ordinario N°16.030 de fecha 1 de julio de 2016, las referidas sociedades requirieron de la Superintendencia que ésta ampliara el plazo de vigencia de los estados financieros que se utilizarían para la fusión de conformidad a lo establecido en la normativa aplicable.

En efecto, bajo las reglas de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (la "SEC") que son aplicables a la operación de fusión propuesta, el information statement o prospecto final que debe remitirse a los tenedores de ADRs y los accionistas residentes en Estados Unidos de América, debe ser distribuido con 20 días de anticipación a la celebración de la junta extraordinaria de accionistas convocada para decidir acerca de la mencionada fusión y que está prevista para el 28 de septiembre de 2016. Dicho prospecto e information statement está contenido en el formulario Form F-4 ("Form F-4" o "F-4"), el cual debe ser declarado efectivo por la SEC antes de que el information statement o prospecto pueda ser difundido. Enersis Américas prevé actualmente que el F-4 será declarado efectivo oportunamente a fin de que la difusión del information statement o prospecto pueda llevarse a cabo con la suficiente antelación a la junta extraordinaria de accionistas para cumplir con las normas aplicables de la SEC. No obstante lo anterior, no puede asegurarse que el F-4 será declarado efectivo de acuerdo a dichos plazos.

Si la SEC no declarara la efectividad del Form F-4 a tiempo para dicho propósito, o no concediera algún otro tipo de dispensa regulatoria, la Junta Extraordinaria de Accionistas programada para el día 28 de septiembre de 2016 deberá ser pospuesta para una fecha posterior.

En tal evento, y de conformidad a lo señalado precedentemente, Enersis Américas deberá preparar nuevos estados financieros –y auditarlos con arreglo a la regulación chilena- dada la caducidad de los estados financieros preparados anteriormente en vista de la junta del 28 de septiembre. Adicionalmente, el Form F-4 deberá ser modificado y actualizado, y la SEC deberá revisar el Form F-4 modificado para su declaración de efectividad.

Todo lo indicado no afecta materialmente la ejecución y finalización de la reorganización societaria que se encuentra desarrollando actualmente Enersis Américas y sus filiales Endesa Américas y Chilectra Américas y, en el evento de que la dilación de la operación indicada se materializase, no incidirá en su éxito definitivo.

> Con fecha 31 de agosto de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que el Directorio de Enersis Américas S.A., en sesión ordinaria celebrada el día 31

de agosto de 2016, acordó, entre otros, los siguientes asuntos:

1. Por la unanimidad de sus miembros, anunciar la oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") que Enersis Américas efectuará sobre la totalidad de las acciones y American Depositary Shares ("ADSs") emitidos por Endesa Américas S.A., será lanzada el próximo 13 de septiembre del año en curso.

   Por la mayoría del Directorio, anunciar que, con el objeto de contribuir al éxito de la operación como un todo, el precio que se pagará en la OPA por cada acción de Endesa Américas S.A. queda fijado en 300 pesos chilenos.

   En atención a que el precio de la OPA debe ser comunicado a la Securities Exchange Commission ("SEC") para la aprobación de la documentación relativa a la operación, el Directorio ha fijado dicho precio de manera definitiva, dado que éste no puede ser modificado desde el momento en que la SEC otorgue su aprobación, lo que será debidamente comunicado mediante hecho esencial.

2. Por la unanimidad de sus miembros, modificar el horario y las materias a ser tratadas en la Junta Extraordinaria de Accionistas que fue convocada por el directorio celebrado con fecha 5 de agosto de 2016, e informada mediante hecho esencial de la misma fecha. La Junta se celebrará el día 28 de septiembre de 2016, a las 9:30 horas, en el Estadio Enersis, ubicado en calle Carlos Medina N°858, Comuna de Independencia, Santiago.

   Las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas, serán las siguientes:

   I. Operación con partes relacionadas (OPR). Aprobar en primer lugar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), en Enersis Américas (la "Fusión"), a la que se refiere el punto II siguiente de la tabla, teniendo en consideración los siguientes antecedentes que sirven de fundamento y que se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio web de la Compañía www.enersis.cl:

      (i) Informe del evaluador independiente designado por el Directorio, Banco Itaú, evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

      (ii) Informe del evaluador independiente designado por el Comité de Directores, Credicorp (IM Trust), evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

      (iii) Fairness Opinion emitida con fecha 5 de agosto de 2016 por el asesor financiero del Directorio de Enersis Américas, Bank of America Merrill Lynch, en el proceso de fusión;

      (iv) Informe del Comité de Directores de la Sociedad, emitido con fecha 5 de agosto de 2016;

      (v) Opiniones individuales de los Directores de la Sociedad señores Borja Acha Besga (Presidente), José Antonio Vargas Lleras (Vicepresidente), Livio Gallo, Enrico Viale, Hernán Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui, todas de fecha 5 de agosto de 2016; y

      (vi) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión.

   II. Fusión. Luego de aprobado el punto I anterior, aprobar, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, (i) la propuesta de Fusión, en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente,

incorporaría a cada una de las sociedades filiales, Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y (ii) los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, los cuales son los siguientes:

1. Los antecedentes que sirven de fundamente a la Fusión, en conformidad a la normativa aplicable, puestos a disposición de los accionistas a partir de esta fecha, consisten en:

   (i) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión;

   (ii) Los balances y estados financieros de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas al 30 de junio de 2016, debidamente auditados por las empresas de auditoría externa Ernst & Young, KPMG Auditores Consultores Limitada y RSM Chile Auditores Limitada, respectivamente; y

   (iii) Los informes periciales preparados por los señores Pablo D'Agliano, Colin Becker y Emilio Venegas Valenzuela, todos emitidos con fecha 5 de agosto de 2016, encargados por los directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente.

2. La Fusión estaría sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas (las "Condiciones Suspensivas"):

   (A) (i) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas que sea aprobado según se señala en el número 4 siguiente; (ii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; o (iii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y

   (B) que, en el evento de haber acaecido uno o más de los hechos descritos en los numerales (i), (ii) o (iii) de la letra A precedente, dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien favorablemente sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan hayan acordado en una posterior sesión que no sean aplicables los efectos propios derivados de haber acaecido uno cualquiera de dichos hechos y acordado por tanto que la Fusión surtirá todos sus efectos.

3. Una vez cumplidas las Condiciones Suspensivas los mandatarios designados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas. Dicha escritura

pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión".

La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente, independiente de la fecha de cumplimiento de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio competente y de publicación en el Diario Oficial de los correspondientes extractos, las que podrán cumplirse con anterioridad o posterioridad al otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión. Una vez que surta efectos la Fusión ello será informado oportunamente a la SVS, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

4. El capital de Enersis Américas se aumentará en la suma de $1.046.470.167.544, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas accionistas nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de esta suscripción y pago, el capital accionarial del cual Enersis Américas es propietaria actualmente tanto en Endesa Américas como en Chilectra Américas ("Acciones Actuales").

5. Se propondrá una ecuación o relación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

6. Se modificará el nombre de la Compañía, pasando a denominarse Enel Américas S.A. y se aclarará que se trata de una sociedad anónima abierta.

7. Se modificará el objeto social de la Compañía, con el propósito de incorporar a las empresas relacionadas y a las coligadas de Enersis Américas como posibles receptores de sus servicios, y se efectuará una enmienda formal a su texto.

8. Se modificarán los siguientes artículos de los estatutos de Enersis Américas, con el único objeto de aumentar el capital social, modificar el objeto social y modificar su nombre, según lo indicado en los numerales 4, 6 y 7 precedentes.

   (i) Modificación de su artículo Primero, dando cuenta del nuevo nombre de la Compañía, esto es, Enel Américas S.A., aclarando que se trata de una sociedad anónima abierta;

   (ii) Modificación de su artículo Cuarto Permanente, con el objeto de intercalar en párrafo primera una coma (,) entre las expresiones "extranjero" y "la exploración" y reemplazar en la letra d) las expresiones "empresas filiales" por "empresas relacionadas, filiales y coligadas".

   (iii) Modificación del artículo Quinto, dando cuenta del aumento de capital de Enersis Américas producto de la Fusión, y emisión de nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; y

   (iv) Dejar sin efecto todas las disposiciones transitorias del estatuto por haber perdido su vigencia, y agregar un nuevo artículo Primero Transitorio relativo al estado de suscripción y pago del capital social luego de la Fusión.

9. Se otorgará un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas, que incluirá las modificaciones señaladas en el numeral 8 precedente.

10. Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 69 del Código Tributario, Enersis Américas, en su calidad de continuadora y sucesora legal

de Endesa Américas y Chilectra Américas, se constituirá en solidariamente responsable y se obligará a pagar todos los impuestos que adeudaren o pudieran llegar a adeudar Endesa Américas y Chilectra Américas, de conformidad al balance de término que deberán confeccionar Endesa Américas y Chilectra Américas en virtud de la disposición legal citada anteriormente.

11. El Directorio de Enersis Américas dispondrá la asignación de las nuevas acciones y la actualización de su registro de accionistas a la medianoche del día anterior a la fecha en que la Fusión surta efecto, considerando para estos efectos a los accionistas que se encuentren inscritos en los registros de accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas a dicha fecha, y los traspasos, transferencias y transmisiones de acciones debidamente celebrados que hubieren sido presentados a Endesa Américas y Chilectra Américas con anterioridad a la misma y que todavía no se hubieren cursado y anotado en el registro de accionistas correspondiente.

    Se excluirá de esta asignación a las Acciones Actuales, las cuales quedarán sin efecto como consecuencia de la Fusión.

12. Acordar cualquier otra materia que los accionistas estimen conducentes en relación con la Fusión propuesta, y facultar ampliamente al directorio de Enersis Américas para otorgar todos los poderes que se estime necesarios, especialmente aquéllos para legalizar, materializar, certificar, aclarar o precisar y llevar adelante los acuerdos de Fusión y demás que se adopten.

    Se deja constancia que los accionistas disidentes de la Fusión tendrán derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 69 de la LSA. Los términos y condiciones para el ejercicio de dicho derecho a retiro serán informados oportunamente, de conformidad a la ley y reglamentación vigente.

III. Información sobre otras operaciones con partes relacionadas. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos relativos a otras operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la LSA distintas de la Fusión, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas de Enersis Américas, con indicación de los directores que las han aprobado.

    Los accionistas podrán obtener una versión actualizada de la copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la aprobación de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, aquéllos se encontrarán, a contar del día de hoy, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Compañía: www.enersis.cl. Finalmente, se hace presente que también se encuentran disponibles en los respectivos sitios Web de Endesa Américas (www.endesaamericas.cl) y Chilectra Américas (www.chilectraamericas.cl), los informes de los evaluadores independientes y peritos requeridos por tales entidades, así como los demás antecedentes que sirvan de fundamento para decidir acerca de la OPR y Fusión que será sometida a consideración de los accionistas de tales entidades.

    Por último, se informa que, de conformidad con la ley aplicable, el primer aviso de citación a la Junta será publicado y la carta a los accionistas con la información relacionada con la misma, remitida a los señores accionistas a más tardar el día 13 de septiembre de 2016.

> Con fecha 1 de septiembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que Enersis Américas S.A., ha considerado oportuno aclarar una declaración realizada en el Hecho Esencial emitido el día de ayer por la Compañía, en el siguiente sentido:

Enersis Américas anunció ayer que el precio a ser pagado por cada acción emitida por Endesa Américas S.A. en la oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") es de 300 pesos. El Hecho Esencial también hizo referencia al proceso de aprobación de la documentación de la operación por parte de la Securities and Exchange Commission ("SEC") en relación con la OPA y la fusión que Enersis Américas se encuentra desarrollando. En ese contexto, la Compañía aclara que la SEC no aprueba la documentación o el precio alguno en con la OPA o con la fusión. La SEC debe declarar la efectividad ("effectiveness") de una solicitud de registro ("registration statement") relativa a la fusión, antes de la difusión a los accionistas y tenedores y titulares de American Depository Shares ("ADSs") de la Compañía de la información definitiva relativa a ella, la que se pone a su disposición en un prospecto o "definitive information statement / prospectus" en conformidad a la normativa de los Estados Unidos.

Dada la relación de la OPA con la fusión, Enersis Américas cree que no podrá aumentar el precio de la OPA tras la declaración de efectividad del registration statement de la fusión, para proveer a los accionistas e inversionistas de tiempo suficiente para recibir información pertinente relativa a la OPA y la fusión previo a la junta extraordinaria de accionistas que tendrá lugar el 28 de septiembre de 2016. En ese sentido, la Compañía aclara que el propósito buscado con el Hecho Esencial del 31 de agosto de 2016, fue advertir a los accionistas y titulares y tenedores de ADSs de la Compañía, que Enersis Américas no tiene la intención de realizar más cambios en el precio de la OPA de cara a la Junta de Accionistas del próximo 28 de septiembre de 2016, que deberá pronunciarse respecto de la fusión.

> Con fecha 8 de septiembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que el día de hoy, la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América ha declarado la vigencia o "effectiveness" del Registration Statement on Form F-4 ("Form F-4"), presentado por Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" o la "Compañía") ante dicha autoridad pública, en conformidad con la Securities Act de 1933, a objeto de registrar la emisión de American Depository Shares ("ADS") por parte de la Compañía a raíz del aumento de capital de la que ésta será objeto en caso de aprobarse la fusión de la misma con sus filiales Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.

Con arreglo a la normativa de los Estados Unidos de América aplicable al caso, el information statement/ prospectus que forma parte del Form F-4 será puesto a disposición de los titulares de acciones y tenedores de ADSs a objeto de informarles acerca de las materias que se votarán en las próximas juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Américas y de Endesa Américas S.A. a celebrarse el 28 de septiembre de 2016, e informarles sobre las acciones y ADSs de Enersis Américas que se ofrecerán en canje a los titulares de acciones y tenedores de ADSs de Endesa Américas S.A. en la fusión.

Adicionalmente, y de acuerdo a lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, informamos que la mencionada declaración de effectiveness del Form F-4 permite a Enersis Américas confirmar que ya no puede verificarse la eventualidad descrita en el hecho esencial de fecha 16 de agosto de 2016, consistente en la posibilidad de que la Junta Extraordinaria de Accionistas convocada para el 28 de septiembre próximo tuviera que postergarse producto de la no obtención oportuna de dicha declaración de efectividad.

Por último, se informa a los accionistas y al mercado en general, que copia íntegra del information statement/ prospectus está disponible, a partir de esta fecha, en el sitio Web de la Compañía: www.enersis.cl.

> Con fecha 12 de septiembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que el Directorio

de Enersis Américas S.A . ("Enersis Américas" o la "Compañía"), en sesión extraordinaria celebrada hoy, acordó por la unanimidad de sus miembros y en conformidad a lo anunciado por hecho esencial de fecha 31 de agosto, proceder con una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") sobre la totalidad de las acciones emitidas por Endesa Américas y una "Tender Offer" sobre la totalidad de los American Depository Shares ("ADSs") y sobre las acciones cuyos titulares residen en los Estados Unidos de América, emitidos por dicha sociedad.

Se informa que el Aviso de Inicio de la referida OPA se publicará en el día de mañana, 13 de septiembre, en Chile, y la Tender Offer se divulgará el 14 de septiembre en los Estados Unidos de América, iniciándose la recepción de las aceptaciones en ambas ofertas de los accionistas de Endesa Américas S.A., a contar del mismo día 14 de septiembre. Los términos y condiciones de la OPA y de la Tender Offer, son esencialmente los mismos y se reflejan en el Prospecto de la OPA y el Schedule TO, los cuales se encontrarán a disposición de los accionistas de Endesa Américas S.A. y del mercado en general, no más tarde del día 14 de septiembre, en el sitio Web de la Compañía: www.enersis.cl.

> Con fecha 28 de septiembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que el día de hoy, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" o la "Compañía") resolvió, dando cumplimiento a los quórums exigidos por la ley y los estatutos de la Compañía, lo siguiente:

1. Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), en Enersis Américas (la "Fusión").

2. Aprobar, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, la propuesta de Fusión en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporaría a cada una de las sociedades filiales, Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamente a la Fusión.

La Fusión quedó sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas (las "Condiciones Suspensivas"):

(A) (i) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas aprobado por la junta; (ii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; o (iii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y

(B) que en el evento de haber acaecido uno o más de los hechos descritos en los numerales (i), (ii) o (iii) de la letra A precedente, dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien favorablemente sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan hayan acordado en

una posterior sesión que no sean aplicables los efectos propios derivados de haber acaecido uno cualquiera de dichos hechos y acordado, por tanto, que la Fusión surtirá todos sus efectos.

En caso de cumplirse las Condiciones Suspensivas se otorgará una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas. Dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión".

La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente y una vez que surta efectos la Fusión, ello será informado oportunamente a la SVS, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

La ecuación o relación de canje que la junta ha aprobado para efectos de llevar a cabo la Fusión, es de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

La Fusión conlleva un aumento de capital de Enersis Américas en la suma de $1.046.470.167.544, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de esta suscripción y pago, el capital accionarial del cual Enersis Américas es propietaria actualmente tanto en Endesa Américas como en Chilectra Américas. Asimismo, se modificarán sus estatutos sociales en los siguientes términos:

(i) Modificación de su artículo Primero, dando cuenta del nuevo nombre de la Compañía, esto es, Enel Américas S.A., aclarando que se trata de una sociedad anónima abierta;

(ii) Modificación de su artículo Cuarto Permanente, con el objeto de intercalar en párrafo primero una coma (,) entre las expresiones "extranjero" y "la exploración" y reemplazar en la letra d) las expresiones "empresas filiales" por "empresas relacionadas, filiales y coligadas";

(iii) Modificación de su artículo Quinto, dando cuenta del aumento de capital de Enersis Américas producto de la Fusión, y emisión de nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal;

(iv) Dejar sin efecto todas las disposiciones transitorias del estatuto por haber perdido su vigencia, y agregar un nuevo artículo Primero Transitorio relativo al estado de suscripción y pago del capital social luego de la Fusión; y

(v) Otorgar un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas.

Se deja constancia que las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas celebradas también en el día de hoy y en las que ha participado esta sociedad como accionista, resolvieron tanto la OPR como la Fusión de manera favorable, de acuerdo a los quórums exigidos por la ley y los estatutos de sus respectivas compañías.

Por último, se comunica que, sin perjuicio de lo que se informará oportunamente y en los términos establecidos en la ley y reglamentación vigente, los accionistas disidentes de la Fusión tienen derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en la legislación vigente.

> Con fecha 20 de octubre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que con fecha de hoy, 20 de octubre de 2016, Enersis Américas S.A. ha efectuado

una colocación de bonos en conformidad a un Form F-3 Registration Statement de la Securities Act del año 1933 de los Estados Unidos de América, ingresando en la Securities and Exchange Commission con fecha 12 de octubre de 2016. La colocación de bonos referida se detalla en la Circular N° 1.072 de esta Superintendencia, y que fue adjuntada en este hecho esencial, la que se encuentra disponible en el sitio Web de esta Superintendencia (www.svs.cl).

> Con fecha 29 de octubre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, Enersis Américas (la "Compañía") ha informado con carácter de Hecho Esencial que, habiendo concluido el plazo para que los accionistas disidentes del acuerdo de fusión (la "Fusión") de Enersis Américas y sus filiales Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), adoptado en junta extraordinaria de accionistas de la Compañía celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, pudieran ejercer su derecho de retiro de la Compañía, se ha podido constatar lo siguiente:

1. Que el derecho de retiro ejercido en Enersis Américas no ha excedido del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad y no ha tenido como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo legal para ejercer el derecho a retiro.

2. Que, según ha sido informado con esta misma fecha en carácter de hecho esencial por Endesa Américas y Chilectra Américas, el derecho a retiro ejercido en cada una de ellas no supera respectivamente los umbrales del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto de Endesa Américas y del 0.91% de las acciones emitidas con derecho a voto de Chilectra Américas.

3. Que, habiendo acordado las juntas extraordinarias de accionistas de las tres sociedades que se fusionan, celebradas el día 28 de septiembre de 2016, que la Fusión quedara sujeta a las condiciones suspensivas (las "Condiciones Suspensivas") consistentes en que el derecho a retiro ejercido en cada una de dichas sociedades por parte de sus respectivos accionistas disidentes no superase los umbrales indicados en los numerales 1 y 2 anteriores, ni significare, en el caso del derecho a retiro de Enersis Américas, que superase el límite de concentración accionarial del 65% antes indicado, las Condiciones Suspensivas a que se encuentre sujeta la Fusión han sido íntegramente cumplidas y, por tanto, se declara a firme la Fusión aprobada en las referidas asambleas extraordinarias de accionistas, restando para la efectividad de la misma el otorgamiento por parte de las sociedades que se fusionan una misma y única escritura pública declarativa.

   De conformidad a lo aprobado por las respectivas asambleas de accionistas, la Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que las sociedades que se fusionan otorguen dicha escritura pública.

4. Que, como consecuencia de lo anterior, se ha constatado que no acaecieron las causales de caducidad de la oferta pública de adquisición de acciones ("OPA") lanzada por Enersis Américas para la adquisición de 3.282.265.786 acciones emitidas por Endesa Américas, y que han acaecido las condiciones precedentes de la Tender Offer lanzada por Enersis Américas en los Estados Unidos para la adquisición de la totalidad de los American Depositary Shares ("ADS") emitidos por Endesa Américas y la totalidad de las acciones emitidas por dicha sociedad, cuyos titulares sean residentes en los Estados Unidos de América. Las comunicaciones que correspondan referidas al resultado de dichas ofertas se efectuarán de conformidad con la legislación aplicable a cada una de ellas.

> Con fecha 15 de noviembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" o la "Compañía") informó con

carácter de hecho esencial, y en virtud de lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas de fecha 28 de septiembre de 2016, la Compañía ha procedido a suscribir conjuntamente con sus filiales Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas ("Chilectra Américas"), la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión, que da cuenta de la verificación de las condiciones suspensivas a que se encontraba sujeta la fusión de Enersis Américas con las indicadas sociedades (la "Fusión").

De conformidad con lo resuelto por las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Enersis Américas, de Endesa Américas y de Chilectra Américas de 28 de septiembre de 2016, la Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión a que alude el presente hecho esencial y, por ende, la Fusión se hará efectiva el día 1 de diciembre de 2016.

En dicha fecha se incorporará en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolverán de pleno derecho sin necesidad de liquidación.

Adicionalmente, se informó que, a contar del 1 de diciembre de 2016, la compañía absorbente cambiará su actual razón social, Enersis Américas S.A., a la de Enel Américas S.A.

> Con fecha 24 de noviembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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 y en la Circular N° 660, de 1986, de esa Superintendencia, se informó con carácter de hecho esencial, que el Directorio de Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" o la "Compañía"), atendido que la fusión por absorción de las sociedades Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas") y Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") en Enersis Américas se verificará el día 1° de diciembre de 2016; visto lo informado por Chilectra Américas, mediante hecho esencial de fecha 4 de noviembre de 2016, en el sentido de que el Directorio de dicha sociedad aprobó una modificación de su Política de Dividendos para el Ejercicio 2016 con vistas a la próxima entrada en vigencia de dicha fusión y la consecuente disolución, suprimiendo la repartición de dividendos provisorios originalmente contemplada; y visto lo informado por Endesa Américas, mediante hecho esencial de fecha 23 de noviembre de 2016, mediante el cual su Directorio informó que, en razón de la fusión y disolución de Endesa Américas la Política de Dividendos del Ejercicio 2016 no se implementará; ha resuelto declarar, por la unanimidad de sus miembros, que es intención del Directorio de Enersis Américas – que a la fecha de la fusión pasará a denominarse Enel Américas S.A. -, mantener su actual Política de Dividendos para el Ejercicio 2016 y, de este modo, repartir con posterioridad a la efectividad de la fusión, un dividendo provisional a todos los accionistas de la Compañía y mantener la propuesta de dividendo definitivo ya contemplada.

De conformidad con lo señalado, el Directorio acordó, por la unanimidad de sus miembros, el pago de un Dividendo Provisional de $0,94664 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 utilidades líquidas de Enersis Américas al 30 de septiembre de 2016, determinadas con base en los Estados Financieros de la Compañía a dicha fecha. De acuerdo con lo establecido en la Circular N° 660, de 1986, de la Superintendencia de Valores y Seguros, fue enviado el Formulario N°1 que da cuenta de la información relativa al dividendo provisorio acordado.

> Con fecha 24 de noviembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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 y en la Circular N° 660, de 1986, de esa Superintendencia, se informó con carácter de hecho esencial, que el Directorio de Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" o la "Compañía"), atendido que la fusión por absorción de las sociedades Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas") y Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") en Enersis Américas se verificará el día 1° de diciembre de 2016; visto lo informado por Chilectra Américas, mediante

hecho esencial de fecha 4 de noviembre de 2016, en el sentido de que el Directorio de dicha sociedad aprobó una modificación en su Política de Dividendos para el Ejercicio 2016 con vistas a la próxima entrada en vigencia de dicha fusión y la consecuente disolución, suprimiendo la repartición de dividendos provisorios originalmente contemplada; y visto lo informado por Endesa Américas, mediante hecho esencial de fecha 23 de noviembre de 2016, mediante el cual su Directorio informó que, en razón de la fusión y disolución de Endesa Américas la Políticas de Dividendos del Ejercicio 2016 no se implementará; ha resuelto declarar, por la unanimidad de sus miembros, que es intención del Directorio de Enersis Américas – que a la fecha de la fusión pasará a denominarse Enel Américas S.A.-, mantener su actual Política de Dividendos para el Ejercicio 2016 y, de este modo, repartir con posterioridad a la efectividad de la fusión, un dividendo provisional a todos los accionistas de la Compañía y mantener la propuesta de dividendo definitivo ya contemplada.

De conformidad con lo señalado, el Directorio acordó, por la unanimidad de sus miembros, el pago de un Dividendo Provisional de $0,94664 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. Dicho monto corresponde a un 15% de utilidades líquidas de Enersis Américas al 30 de septiembre de 2016, determinadas con base en los Estados Financieros de la Compañía a dicha fecha. De acuerdo con lo establecido en la Circular N° 660 de la Superintendencia de Valores y Seguros, fue enviado el Formulario N° 1 que da cuenta de la información relativa al dividendo provisorio acordado.

> Con fecha 24 de noviembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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, se informó con carácter de hecho esencial, que el Directorio de Enersis Américas S.A. (la "Compañía"), ha aprobado el Plan Industrial del Grupo Enersis Américas 2017 – 2019.

Copia del señalado Plan Industrial del Grupo Enersis Américas 2017-2019 podrá ser obtenida en el sitio web de la Compañía, www.enersis.cl

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 28 de noviembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

De acuerdo con lo dispuesto en la Circular N°660, de 1986, de esa Superintendencia, se ha remitido una rectificación al Formulario N°1 contenido en dicha Circular, ingresado a través de Módulo SEIL el día 24 de noviembre de 2016 por Enersis Américas S.A. con el objeto de comunicar la repartición de Dividendo Provisional de $0,94664 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2016 de dicha Compañía, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. La rectificación aludida actualiza la referencia a la "Individualización del movimiento", exigida en el numeral 1.07 del indicado Formulario N°1, y corrige la fecha de publicación del aviso indicada en el numeral 7, del mismo.

En conformidad con lo indicado, se solicitó respetuosamente, tener por rectificado el señalado Formulario N°1, de acuerdo con lo indicado en el adjunto al hecho esencial de fecha 28 de noviembre de 2016.

> Con fecha 30 de noviembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

De conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de esa Superintendencia, se informó con carácter de hecho esencial, que la filial Enel Brasil S.A. ha presentado la mejor oferta financiera para la adquisición de aproximadamente el 98,8% de participación en la distribuidora eléctrica Celg Distribuição S.A. ("CELG"), en el proceso de licitación respectivo, organizado por el Gobierno Brasileño a través del Banco Nacional do Desenvolvimento ("BNDES").

La oferta financiera asciende a 2.187 millones de reales brasileños, equivalentes a aproximadamente USD 640 millones.

Se prevé que el Gobierno brasileño anuncie el resultado final de la licitación el 20 de diciembre de 2016, luego de la evaluación técnica y económica de la oferta. La firma

y cierre de la operación se espera tenga lugar el primer trimestre de 2017, después de la aprobación por parte de la autoridad antitrust, el Conselho Administrativo de Defensa Econômica ("CADE") y del regulador sectorial, la Agência Naiconal de Energia Elétrica ("ANEEL").

Después de la adquisición del 94,8% de participación referido, quedará un remanente de aproximadamente un 5,1% de CELG que será ofrecido a empleados y ex empleados de la misma. Enel Brasil S.A. deberá adquirir la parte de este remanente que no lo sea por dichos trabajadores y ex trabajadores.

Establecida en 1956 y con sus oficinas principales en Goiania, CELG opera en un territorio que cubre más de 337 mil kilómetros cuadrados, con una concesión vigente hasta el año 2045 y una base de 2,9 millones de clientes.

Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis Américas S.A., aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012 y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de $1.121.000 millones en efectivo. De los fondos originales recaudados por el señalado aumento de capital, restan a esta fecha aproximadamente $799.000 millones.

La Gerencia de la Compañía, explicará con mayor detalle el proceso de adquisición de CELG en un "conference call" abierto al mercado, que tendrá lugar mañana jueves 1 de diciembre de 2016 a las 12 horas de Nueva York, 14 horas de Santiago de Chile.

> Con fecha 26 de diciembre de 2016 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

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 1989 de su Superintendencia, Enel Américas S.A. ("Enel Américas" o la "Compañía") informó con carácter de hecho esencial, que con esta fecha, la Superintendencia de Valores y Seguros ha procedido a la inscripción en el Registro de Valores de 9.232.202.625 nuevas acciones de la Compañía, emitidas con ocasión de la fusión por incorporación de las sociedades Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., en Enel Américas.

En razón de lo anterior, el canje material y distribución de los títulos de las acciones de Enel Américas, por la acciones emitidas por las sociedades absorbidas en la fusión, Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., se efectuará a partir del día 29 de diciembre de 2016. A contar de esa fecha, los titulares de acciones emitidas por las sociedades absorbidas, que así lo desean, podrán retirar los nuevos títulos accionarios emitidos por la sociedad absorbente, Enel Américas. Los accionistas de Endesa Américas S.A. tendrán derecho a 2,8 nuevas acciones emitidas por Enel Américas por cada acción emitida por Endesa Américas S.A. de que sean titulares al día 28 de diciembre de 2016; de igual modo, los accionistas de Chilectra Américas S.A. tendrán derecho a 4 nuevas acciones emitidas por Enel Américas por cada acción emitida por Chilectra Américas S.A. de que sean titulares al día 28 de diciembre de 2016.

De conformidad a lo preceptuado por el Artículo 67 del Reglamento de Sociedades Anónimas, la fecha del referido canje se informará a los accionistas y al público en general mediante la publicación de un aviso en forma destacada en el diario El Mercurio de Santiago, el día de mañana, 27 de diciembre de 2016. En dicho aviso se detallará la operación del referido canje y se indicará la dirección y horario de las oficinas en la que los accionistas podrán retirar sus nuevos títulos de Enel Américas, si así lo estimaren oportuno.

Por último, se hace presente que de conformidad a la legislación vigente, la fecha determinada para el canje material de los títulos es también la fecha en la cual las acciones de las sociedades absorbidas, Enel Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., dejarán de transarse.

> Con fecha 11 de enero de 2017 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

De acuerdo con lo dispuesto en la Circular N° 660, de 1986, de esa Superintendencia, se remitió una actualización del Formulario N°1 prescrito en dicha Circular, difundido a través del Módulo SEIL el día 24 de noviembre de 2016 por Enersis Américas, hoy denominada Enel Américas S.A. ("Enel Américas" o la

"Compañía"), con el objeto de comunicar la repartición de un Dividendo Provisional, con cargo al resultado del ejercicio 2016 de la Compañía, correspondiente al 15% de la utilidad líquida del ejercicio al 30 de septiembre de 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017.

La actualización aludida refiere al número de acciones que poseen derecho a percibir el dividendo indicado, puesto que éste ha variado desde la comunicación de 24 de noviembre de 2016, como consecuencia del derecho a retiro ejercido en Enel Américas y en las sociedades absorbidas Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., y da cuenta asimismo, del cambio de razón social de la Compañía a Enel Américas S.A.

> Con fecha 14 de febrero de 2017 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de esta Superintendencia, Enel Américas informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación con la participación de la filial de Enel Américas S.A., Enel Brasil, en la licitación pública organizada por el gobierno brasileño a través del Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) para la adquisición de un 94,8% de la participación accionarial en la distribuidora eléctrica Celg Distribuição S.A., la cual opera en el estado brasilero de Goiás, informada mediante hecho esencial N° 83/2016 de 30 de noviembre de 2016, se comunica que habiendo sido adjudicada a dicha filial la referida licitación y habiéndose otorgado las autorizaciones pertinentes por parte de la autoridad antitrust, el Conselho Administrativo de Defensa Econômica ("CADE") y del regulador sectorial, la Agência antimonopólica de Energía Eléctrica (ANEEL), con fecha de hoy se procedió al cierre definitivo de la operación. En consecuencia se ha procedido a la firma del respectivo contrato de compraventa por aproximadamente el 94,8% del capital social de Celg Distribuição S.A., por un monto total de 2.187 millones de reales (aproximadamente 640 millones de dólares estadounidenses).

La compra de CELG se financió completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines de 2012. Esta adquisición aumenta la base de clientes de Enel Brasil de 7 a 10 millones, lo que incrementa el número de clientes del Grupo Enel a nivel mundial, a aproximadamente 65 millones.

Endesa Américas

> Con fecha 14 de abril 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 la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial que, en sesión celebrada hoy, el Directorio de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") acordó lo siguiente:

1.- Comunicar que, con fecha 13 de abril de 2016, la Superintendencia de Valores y Seguros procedió a inscribir a Endesa Américas y sus acciones en su Registro de Valores, según consta en el certificado emitido por dicha entidad y que asimismo se han efectuado las inscripciones correspondientes en 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, 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 se entreguen liberadas de todo pago a los accionistas de Empresa nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") con derecho a recibirlas.

2.- El Directorio de Endesa Américas acordó efectuar la distribución y entrega material de un total de 8.201.754.580 acciones emitidas por Endesa Américas, todas nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, el día 21 de abril de 2016, a los accionistas de Endesa Chile 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 Endesa Chile, entregando una acción de Endesa Américas por cada acción de Endesa Chile 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 se podrán cotizar oficialmente en las Bolsas de Valores antes indicadas.

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

> Con fecha 26 de abril de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores, lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 y en la Circular N°1375, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de Hecho Esencial, que la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América ("SEC") ha declarado la efectividad del Formulario F-6 presentado ante dicha autoridad regulatoria a efectos de obtener el registro del programa de American Depositary Receipts emitidos por Endesa Américas S.A. y su inscripción como emisora de American Depositary Shares (ADS) en virtud del mencionado programa. Con ocasión de lo anteriormente señalado, a contar de esta fecha, se ha efectuado la distribución material de los ADRs emitidos por Endesa Américas S.A.

Copia del Form F-6 y de sus documentos anexos, quedará a disposición de los accionistas y del público general a partir de hoy en el sitio web de Endesa Américas S.A. www.endesaamericas.cl

> Con fecha 27 de abril 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 la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial, que en Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Américas S.A., celebrada el día de hoy 27 de abril de 2016, se eligió al nuevo directorio de la sociedad por un periodo de tres años a contar de la fecha de celebración de la misma, el que quedó conformado por las siguientes personas:

> Rafael Fauquié Bernal
> Maria Loreto Silva Rojas
> Umberto Magrini
> Francesco Buresti
> Vittorio Vagllasindi
> Mauro DiCario
> Luca Noviello
> Hernán Cheyre Valenzuela
> Eduardo Novoa Castellón

Asimismo, la Junta acordó la distribución de un dividendo de $9,37144 por acción, el que será pagado a contar del 24 de mayo 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 con Jo 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 la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En sesión ordinaria de directorio, celebrada hoy, el directorio acordó designar como Presidente del directorio y de la sociedad al señor Rafael Fauquié Bernal y como Vicepresidente al señor Vittorio Vagliasindi, y se designó como Secretario del Directorio a don Ignacio Quiñones Sotomayor.

En la misma sesión, se acordó designar como miembros del comité de directores a la Señora Maria Loreto Silva Rojas, quién ocupará la presidencia del Comité, y a los señores Hernán Cheyre Valenzuela como experto financiero del mismo y Eduardo Novoa Castellón.

> Con fecha 6 de mayo 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 la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de Hecho Esencial, que en sesión extraordinaria celebrada con fecha de hoy, el Directorio de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") acordó entre otros, y por la unanimidad de sus miembros, lo siguiente:

1.- Dar inicio formal al proceso de fusión, mediante el cual Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas") absorberla por incorporación a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), las que se disolverían sin liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones (la "Fusión"), en consonancia con las resoluciones adoptadas por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Empresa Nacional de Electricidad S.A. celebrada con fecha 18 de diciembre de 2015, y de acuerdo a los términos estimativos de la Fusión que se expusieron a la referida junta, particularmente en lo referido a: (i) que la Fusión se sujeta al cumplimiento de la condición suspensiva consistente en que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas , Endesa Américas y Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda de hasta el10%,7,72% y 0,91% respectivamente ; ello asimismo en la medida que el derecho a retiro en Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% de Enersis Américas después de formalizada la Fusión (ii) que según acuerdo adoptado el 24 de noviembre de 2015 por el Directorio de Enersis Américas , se acordó proponer a la junta que decida sobre la Fusión, una ecuación de canje referencial de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 5 acciones de Enersis Américas por cada una de Chilectra Américas (iii) que según acuerdo adoptado Igualmente el 2 de noviembre de 2015 complementado con otro de 17 de diciembre de 2015, el Directorio de Enersis Américas anunció su intención de presentar una oferta pública de adquisición de acciones ("OPA"} dirigida a la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts ("ADRs"} emitidos por Endesa Américas que no sean propiedad de Enersis Américas por un precio de 285 pesos chilenos y que la OPA estará condicionada a la aprobación de la Fusión por parte de las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, y a que luego de vencido el plazo legal para el ejercicio del derecho a retiro en cada una de las sociedades Enersis Américas y Endesa Américas, se cumpla la condición de que no se haya ejercido el derecho a retiro por encima de un determinado número o porcentaje de acciones según corresponda, y a los demás términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta (iv) que también por acuerdo de 24 de noviembre de 2015 se instruyó al Gerente General para que, única y exclusivamente en el supuesto de que, los acuerdos de Fusión no se adopten antes del 31 de diciembre de 2017 se negocie de buena fe con Endesa Chile los términos de un compromiso de compensación en virtud del cual los costos tributarios soportados por Endesa Chile como consecuencia de su división y debidamente acreditados y descontados aquellos beneficios o créditos tributarios que Endesa Américas o Endesa Chile obtengan como consecuencia de dicha división, sean compensados con los beneficios tributarios que pueda obtener Enersis Américas (v) que el accionista controlador Enel S.p.A., mediante sendas cartas de 25 de noviembre y 17 de diciembre 2015 ha manifestado, por un lado, (a) que consideraba que la relación de canje referencial anunciada para la Fusión, seria adecuada a los intereses de todos los accionistas y de las propias compañías intervinientes en la reorganización, de forma que votarla en la correspondiente junta extraordinaria de accionistas a favor de la referida Fusión, siempre que antes de dicha junta no se hayan materializado hechos relevantes sobrevinientes anteriores a la junta de accionistas que afecten sustancialmente las relaciones de canje referidas y por otro (b) que de aprobarse la Fusión, es su intención como accionista controlador, durante un plazo no Inferior a cinco años a contar desde la junta que apruebe la misma, no realizar o proponer que se realice cualquier otro proceso de reorganización societario que afecte a Enersis Américas distinto al que se tratará en la mencionada junta extraordinaria de accionistas.

2.- Declarar que los Directores señores, Rafael Fauquié Bernal, Vittorio Vagliasindi, Francesco Buresti, Umberto Magrini, Luca Noviello, Mauro Di Carlo y doña Loreto Silva Rojas han sido elegidos en forma

determinante con votos del accionista controlador de la Sociedad, han declarado tener interés en la Fusión en los términos del Artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, y atendido lo dispuesto en la Sentencia de la Ilma. Corte de Apelaciones de Santiago de 22 de marzo de 2016.

3.- Designar como perito independiente de la Sociedad a don Colin Becker para que en a un informe relativo al valor de las sociedades que se fusionan y la relación de canje correspondiente, en los términos y en cumplimiento de lo requerido por el artículo 156° y 168° del Reglamento de Sociedades Anónimas.

4.- Designar como evaluador independiente de Endesa Américas S.A. en la operación de Fusión al Banco Santander Chile S.A., a efectos de que emita un informe en los términos del artículo 147° de la Ley de Sociedades Anónimas.

Por su parte, el Comité de Directores de Endesa Américas, en sesión extraordinaria posterior al directorio de la compañía, celebrada del día de hoy designó por la unanimidad de sus miembros a Asesorías Tyndall Limitada como evaluador independiente adicional para asistir en la operación de Fusión con Enersis Américas S.A.

> Con fecha 5 de agosto de 2016, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30, de esa Superintendencia, se informa con carácter de Hecho Esencial de Endesa Américas S.A. (la "Sociedad"), lo siguiente:

Que en relación con la operación con partes relacionadas consistente en la fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. en Enersis Américas S.A. (la "Fusión"), con esta misma fecha la Sociedad ha recibido los siguientes antecedentes:

1. Informe emitido por el evaluador independiente Banco Santander Chile S.A., el cual se refiere a las condiciones de la Fusión, sus efectos y su potencial impacto para la Sociedad.

2. Informe del evaluador independiente designado por el Comité de Directores, Asesorías Tyndall Limitada, evacuado con fecha 05 de agosto de 2016.

3. Fairness Opinion de fecha 5 de agosto de 2016, emitida por el asesor financiero Deutsche Bank, designado por el Directorio de Endesa Américas para asesorarle en el proceso de fusión.

4. Informe del perito independiente designado por el Directorio de la Compañía, señor Colin Becker, incluyendo el valor estimativo de las entidades que se fusionarán y las estimaciones de relación de canje de las acciones correspondientes.

5. Informe del Comité de Directores de la Sociedad, emitido con fecha 05 de agosto de 2016.

6. Opiniones individuales de los Directores de la Sociedad, Rafael Fauquié Bernal, Vittorio Vagliasindi, Hernan Cheyre Valenzuela, Eduardo Novoa Castellón, Loreto Silva Rojas, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magini y Luca Noviello.

Por lo tanto, con esta misma fecha, y en cumplimiento de los dispuesto en el artículo 147 de la Ley N° 18.045 sobre Sociedades Anónimas, el informe y opiniones antes referidos han quedado a disposición del público general y de los señores accionistas en el sitio web de la Sociedad (www.endesaamericas.cl) y en sus oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa N° 76 piso 15, Santiago.

> Con fecha 5 de agosto 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 informa con carácter de Hecho Esencial que, en sesión extraordinaria celebrada hoy, el Directorio de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") por la unanimidad de sus miembros, acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas para el día 28 de septiembre de 2016, a las 15:30 horas, a celebrarse en el Estadio del Grupo Enersis ubicado en calle Carlos Medina N° 858, comuna de Independencia, Santiago.

Las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas son las siguientes:

I. Operación con partes relacionadas (OPR). Aprobar en primer lugar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), en Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" y la operación como la "Fusión"), a la que se refiere el punto II siguiente de la tabla, teniendo en consideración los siguientes antecedentes que sirven de fundamento y que se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio web de Endesa Américas www.endesaamericas.cl:

(i) Informe del evaluador independiente designado por el Directorio, Banco Santander Chile S.A., evacuado con fecha 5 de agosto de 2016.

(ii) Informe del evaluador independiente designado por el Comité de Directores, Asesorías Tyndall Limitada, evacuado con fecha 5 de agosto de 2016.

(iii) Fairness Opinion de fecha 5 de agosto de 2016, emitida por el asesor financiero Deutsche Bank, designado por el Directorio de Endesa Américas para asesorarle en el proceso de fusión.

(iv) Informe del Comité de Directores de la Sociedad, emitido con fecha 5 de agosto de 2016; y

(v) Opiniones individuales de los Directores de Endesa Américas señores Rafael Fauquié Bernal, Vittorio Vagliasindi, Hernán Cheyre Valenzuela, Eduardo Novoa Castellón, Loreto Silva Rojas, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini y Luca Noviello, todas de fechas 5 de agosto de 2016.

(vi) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión.

II. Fusión. Luego de aprobado el punto I. anterior, aprobar conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, (i) la propuesta de Fusión, en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporaría a cada una de las sociedades filiales, Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones, y (ii) los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, los cuales son los siguientes:

1. Los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, en conformidad a la normativa aplicable, puestos a disposición de los accionistas a partir de esta fecha y hasta el mismo día de celebración de la Junta Extraordinaria de Accionistas, consisten en:

(i) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión.

(ii) Los balances y estados financieros de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas al 30 de junio de 2016, debidamente auditados por las empresas de auditoría externa Ernst & Young, KPMG Auditores Consultores Limitada y RSM Chile Auditores Limitada, respectivamente.

(iii) Los informes periciales preparados por los señores Pablo D' Agliano, Colin Becker y Emilio Venegas Valenzuela, todos emitidos con fecha 5 de agosto de 2016, encargados por los directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente.

2. La Fusión estaría sujeta a las siguientes condiciones suspensivas y copulativas (las "Condiciones Suspensivas"):

(i) Que el derecho a retiro que eventualmente

ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda el 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dichas sociedad; lo anterior asimismo en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas que sea aprobado según se señala en el número 4 siguiente.

(ii) Que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda el 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad.

(iii) Que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda el 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad.

Dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan podrán acordar que la Fusión surtirá efecto no obstante hubiere fallado una o más de las Condiciones Suspensivas (el "Acuerdo Especial").

3. Una vez cumplidas las Condiciones Suspensivas o adoptado el Acuerdo Especial, los mandatarios designados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del incumplimiento de tales Condiciones Suspensivas o dando cuenta del Acuerdo Especial, en su caso; dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión".

La fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio competente y de publicación en el Diario Oficial de los correspondientes extractos, las que podrán cumplirse con anterioridad o posterioridad al otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión. Una vez que surta efectos de la Fusión, ello será informado oportunamente a la SVS, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

4. El capital de Enersis Américas se aumentará en la suma de $1.046.470.167.544, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán suscritas y pagadas en todo o parte con cargo a la incorporación del patrimonio que corresponda a los accionistas de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de esta suscripción y pago, el capital accionarial del cual Enersis Américas sea propietaria tanto de Endesa Américas como Chilectra Américas, ya sea por las acciones que actualmente posea en dichas sociedades ("Acciones Actuales") como por aquellas acciones emitidas por Endesa Américas que adquiera con anterioridad a la fecha en que la Fusión surta efecto, como consecuencia de la oferta pública de adquisición de acciones que será efectuada por Enersis Américas y dirigida a la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts (ADRs) de Endesa Américas que no sean propiedad de Enersis Américas, en los términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta (en adelante, las acciones así adquiridas se denominarán las "Acciones OPA", y conjuntamente con las Acciones Actuales, se denominarán "Acciones Pre Fusión"). Al momento en que surta efecto la Fusión, solo se suscribirá y pagará la parte del aumento del capital accionarial de Enersis Américas con cargo a la incorporación del patrimonio que corresponda a los accionistas de las sociedades absorbidas, excluido al accionista Enersis Américas respecto de sus Acciones Pre Fusión. Las acciones del aumento

de capital se destinarán íntegra y exclusivamente a ser distribuidas entre los accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas, excluido el accionista Enersis Américas, según la regla de asignación que se describe en el número 10 siguiente, en la proporción que les corresponda de acuerdo a la relación de canje que se acuerde para materializar la misma.

5. Se propondrá una ecuación o relación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

6. Se modificará el nombre de Enersis Américas, pasando a denominarse Enel Américas S.A. y se aclarará que se trata de una sociedad anónima abierta.

7. Se modificará el objeto social de Enersis Américas, con el propósito de incorporar a las empresas relacionadas y a las coligadas de Enersis Américas como posibles receptores de sus servicios, y se efectuará una enmienda formas a su texto.

8. Se otorgará un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas.

9. Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 69 del Código Tributario, Enersis Américas, en su calidad de continuadora y sucesora legal de Endesa Américas y Chilectra Américas, se constituirá en solidariamente responsable y se obligará a pagar todos los impuestos que adeudaren o pudieren llegar a adeudar Endesa Américas y Chilectra Américas, de conformidad al balance de término que deberán confeccionar Endesa Américas y Chilectra Américas en virtud de la disposición legal citada anteriormente.

10. El Directorio de Enersis Américas dispondrá la asignación de las nuevas acciones y la actualización de su registro de accionistas a la medianoche del día anterior a la fecha en que la Fusión surta efecto, considerando para estos efectos a los accionistas que se encuentren inscritos en los registros de accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas a dicha fecha, y los traspasos, transferencias y transmisiones de acciones debidamente celebrados que hubieren sido presentados a Endesa Américas y Chilectra Américas con anterioridad a la misma y que todavía no se hubieren cursado y anotado en el registro de accionistas correspondiente.

    Se excluirá de esta asignación a las acciones de titularidad de Enersis Américas en las sociedades absorbidas, esto es las Acciones Pre Fusión, las cuales quedarán sin efecto al surtir efecto la Fusión.

11. Acordar cualquier otra materia que los accionistas estimen conducentes en relación con la Fusión propuesta, y facultar ampliamente al directorio de Enersis Américas para otorgar todos los poderes que se estime necesarios, especialmente aquellos para legalizar, materializar, certificar, aclarar o precisar y llevar adelante los acuerdo de Fusión y demás que se adopten.

    Se deja constancia que los accionistas disidentes de la Fusión tendrán derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 69 de la LSA. Los términos y condiciones para el ejercicio de dicho derecho a retiro serán informados oportunamente, de conformidad a la ley y reglamentación vigente.

III. Cancelación de Acciones de Propia Emisión. Sin formar parte del acuerdo de Fusión, y con la finalidad de que la sociedad absorbente no sea titular de acciones de propia emisión con motivo de la Fusión, se propondrá a los accionistas de las sociedades que se fusionan aprobar que, si se ejerciere el derecho de retiro en cada una de ellas por hasta los porcentajes máximos acordados como Condiciones Suspensivas para la Fusión, las acciones que sean adquiridas producto de lo anterior por Enersis Américas, Endesa Américas y/o Chilectra Américas (en adelante esas acciones las "Acciones de Propia Emisión") serán canceladas.

Para estos efectos, y mediante un acuerdo posterior y separado al acuerdo de Fusión, se propondrá acordar una disminución de capital de Enersis Américas, en una cantidad de hasta el monto en

que se incurra para adquirir las Acciones de Propia Emisión, conforme al precio a pagar por el ejercicio del derecho de retiro en cada sociedad, el cual será informado en la junta que se convoca. La cantidad máxima que podría alcanzar esta disminución de capital será informada en la junta que se convoca en base a la fórmula antes señalada.

Esta disminución de capital estaría sujeta a los siguientes términos y condiciones.

(a) En primer lugar, se acordará al efecto no enajenar las Acciones de Propia Emisión.

(b) La disminución de capital ocurrirá automáticamente, de inmediato y sin más trámite, cancelándose consecuentemente las respectivas Acciones de Propia Emisión del registro de accionistas de Enersis Américas, de la siguiente manera: (i) respecto a todas aquellas Acciones de Propia Emisión Enersis, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad; (ii) respecto de todas aquellas Acciones de Propia Emisión Filiales que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad con anterioridad al momento en que surta efecto la Fusión, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que surta efecto la Fusión; y (iii) respecto de todas aquellas Acciones de Propia Emisión que Enersis Américas pague y adquiera su titularidad con posterioridad al momento en que surta efecto la Fusión y hasta el 1° de abril de 2017, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad.

(c) El Directorio o el Gerente General de Enersis Américas otorgará una escritura pública declarativa dejando constancia de si hubieren ocurrido disminuciones de capital y, en su caso, del nuevo monto del capital de Enersis Américas en las siguientes oportunidades: (i) dentro de los diez días siguientes al día en que la Fusión surta efecto, y (ii) dentro de los diez días siguientes al 1 de abril de 2017. Cada una de esas escrituras públicas será anotada al margen de la inscripción social de Enersis Américas.

IV. Información sobre otras operaciones con partes relacionadas. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos relativos a otras operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la LSA distintas de la Fusión, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas de Endesa Américas, con indicación de los directores que las han aprobado.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la aprobación de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, aquellos se encontrarán, a contar del día de hoy, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de Endesa Américas: www. Endesaamericas.cl. Finalmente, se hace presente que también se encuentran disponibles en los respectivos sitios Web de Enersis Américas (www.enersis.cl) y Chilectra Américas (www.chilectraamericas.cl), los informes de los evaluadores independientes y peritos requeridos por tales entidades, así como los demás antecedentes que sirvan de fundamento para decidir acerca de la OPR y Fusión que será sometida a consideración de los accionistas de tales entidades.

> Con fecha 16 de agosto 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 los previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas" o la "Compañía") informa con carácter de Hecho Esencial, que:

1. De acuerdo con lo establecido en el artículo 69 de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y el artículo 132 del Reglamento de Sociedades Anónimas, aprobado por el Decreto Supremo N° 702, de 2011, del Ministerio de hacienda, que estatuye que el valor de mercado de la acción que se deberá pagar a los accionistas que ejercieren su derecho a retiro en las sociedades anónimas abiertas que poseen presencia bursátil, corresponde al promedio ponderado de las transacciones bursátiles de la acción durante el

período de 60 días hábiles bursátiles comprendidos entre el trigésimo y nonagésimo día hábil bursátil anterior a la fecha de la Junta que motiva el retiro; es posible determinar a partir de esta fecha el precio que corresponderá pagar a cada accionista disidente que ejerza su derecho de retiro con ocasión de los acuerdos adoptados en la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Compañía, a celebrarse el próximo 28 de septiembre de 2016.

Conforme lo anterior, el precio que se pagará a cada accionista que ejerza su derecho de retiro, será de 299, 64 pesos chilenos por cada acción que tenga inscrita en el Registro de Accionistas de Endesa Américas con cinco días de anticipación al de celebración de la Junta.

2. Adicionalmente, y atendida la convocatoria a Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Américas para decidir respecto de la fusión de la misma con las sociedades Enersis Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., según lo indicado en el hecho esencial emitido con fecha 5 de agosto del presente, la Compañía ha considerado pertinente, para una mayor transparencia del proceso y atendiendo a la singularidad del mismo, reiterar determinada información que afecta al proceso de acuerdo con la normativa de los Estados Unidos de América, en el siguiente sentido:

De conformidad con lo indicado en solicitud realizada a la Superintendencia de Valores y Seguros por parte de Enersis Américas con fecha 23 de mayo de 2016, en las presentaciones hechas ante el mismo órgano por parte de Endesa Américas, con fecha 31 de mayo de 2016, y por Chilectra Américas S.A. y Enersis Américas, con fecha 1 de junio del año en curso, todas las solicitudes y presentaciones públicas y de las que da cuenta la propia Superintendencia de Valores y Seguros en su respuesta a las mismas mediante Oficio Ordinario N° 16.030 de fecha 1 de julio de 2016, las referidas sociedades requirieron de la Superintendencia que ésta ampliara el plazo de vigencia de los estados financieros que se utilizarían para la fusión de conformidad a lo establecido en la normativa aplicable.

En efecto, bajo las reglas de la Securities Exchange Commission de los Estados Unidos de Américas (la "SEC") que son aplicables a la operación de fusión propuesta, el information statement o prospecto final que debe remitirse a los tenedores de ADR y los accionistas residentes en Estados Unidos de Américas, debe ser distribuido con 20 días de anticipación a la celebración de la junta extraordinaria de accionistas convocada para decidir acerca de la mencionada fusión y que está prevista para el 28 de septiembre de 2016. Dicho prospecto e information statement está contenido en el formulario Form F-4 ("Form F-4" o "F-4"), el cual debe ser declarado efectivo por la SEC antes de que el information statement o prospecto pueda ser difundido. Endesa Américas prevé actualmente que el F-4 será declarado efectivo oportunamente a fin de que la difusión del information statement o prospecto pueda llevarse a cabo con la suficiente antelación a la junta extraordinaria de accionistas para cumplir con las normas aplicables de la SEC. No obstante lo anterior, no puede asegurarse que el F-4 será declarado efectivo de acuerdo a dicho plazos.

Si la SEC no declara la efectividad del Form F-4 a tiempo para dicho propósito, o no concede algún otro tipo de dispensa regulatoria, la Junta Extraordinaria de Accionistas programada para el día 28 de septiembre de 2016 deberá ser pospuesta para una fecha posterior.

En tal evento, y de conformidad a lo señalado precedentemente, Endesa Américas deberá preparar nuevos estados financieros –y auditarlos con arreglo a la regulación chilena- dada la caducidad de los preparados anteriormente con vistas a la junta del 28 de septiembre. Adicionalmente, el Form F-4 deberá ser modificado y actualizado, y la SEC deberá revisar el Form F-4 modificado para su declaración de efectividad.

Todo lo Indicado no afecta materialmente la ejecución y finalización de la reorganización societaria que se encuentra desarrollando actualmente Enersis Américas y filiales Endesa Américas y Chilectra Américas y, en el evento de que la dilación de la operación indicada se materializase, no incidirá en su éxito definitivo.

> Con fecha 31 de agosto 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 la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de Hecho Esencial, que en sesión ordinaria celebrada el día 31 de agosto de 2016, el Directorio de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas" o la "Compañía") por la unanimidad de sus miembros, acordó entre otros asuntos, modificar el horario y las materias a ser tratadas en la Junta Extraordinaria de accionistas que fue convocada por el directorio celebrado con fecha 5 de agosto de 2016 e informado como hecho esencial con esa misma fecha. La junta será celebrada el 28 de septiembre de 2016, a las 14:00 horas, en el Estadio Enersis, ubicado en calle Carlos Medina N°858, Comuna de Independencia, Santiago.

El directorio acordó modificar las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas, indicando que serán las siguientes:

I. Operación con partes relacionadas (OPR). Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), en Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas"), y la operación como la Fusión a la que se refiere el punto II siguiente de la tabla (la "Fusión"), teniendo en consideración los siguientes antecedentes que sirven de fundamento y que se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio web de la Compañía www.endesaamericas.cl:

(i) Informe del evaluador independiente designado por el Directorio, Banco Santander Chile S.A., evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

(ii) Informe del evaluador independiente designado por el Comité de Directores, Asesorías Tyndall Limitada, evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

(iii) Fairness Opinion emitida con fecha 5 de agosto de 2016 por el asesor financiero del Directorio de Endesa Américas, Deutsche Bank, en el proceso de fusión;

(iv) Informe del Comité de Directores de la Sociedad, emitido con fecha 5 de agosto de 2016;

(v) Opiniones individuales de los Directores de la Sociedad señores Rafael Fauquié Bernal, Vittorio Vagliasindi, Hernán Cheyre Valenzuela, Eduardo Novoa Castellón, Loreto Silva Rojas, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini y Luca Noviello, todas de fecha 5 de agosto de 2016; y

(vi) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión.

II. Fusión. Luego de aprobado el punto I anterior, aprobar, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, (i) la propuesta de Fusión, en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporaría a cada una de las sociedades filiales, Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y (ii) los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, los cuales son los siguientes:

1. Los antecedentes que sirven de fundamente a la Fusión, en conformidad a la normativa aplicable, puestos a disposición de los accionistas a partir de esta fecha, consisten en:

(i) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión;

(ii) Los balances y estados financieros de

Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas al 30 de junio de 2016, debidamente auditados por las empresas de auditoría externa Ernst & Young, KPMG Auditores Consultores Limitada y RSM Chile Auditores Limitada, respectivamente; y

(iii) Los informes periciales preparados por los señores Pablo D'Agliano, Colin Becker y Emilio Venegas Valenzuela, todos emitidos con fecha 5 de agosto de 2016, encargados por los directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente.

2. La Fusión estaría sujeta a las siguientes condiciones suspensivas (las "Condiciones Suspensivas"):

(A)(i) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas que sea aprobado según se señala en el número 4 siguiente; (ii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; o (iii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y

(B) que, en el evento de haber acaecido uno o más de los hechos descritos en los numerales (i), (ii) o (iii) de la letra A precedente, dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien favorablemente sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan hayan acordado en una posterior sesión que no sean aplicables los efectos propios derivados de haber acaecido uno cualquiera de dichos hechos y acordado por tanto que la Fusión surtirá todos sus efectos.

3. Una vez cumplidas las Condiciones Suspensivas los mandatarios designados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas. Dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión".

La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente, independiente de la fecha de cumplimiento de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio competente y de publicación en el Diario Oficial de los correspondientes extractos, las que podrán cumplirse con anterioridad o posterioridad al otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión. Una vez que surta efectos la Fusión ello será informado oportunamente a la SVS, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

4. El capital de Enersis Américas se aumentará en la suma de $1.046.470.167.544, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas accionistas nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de esta suscripción y pago, el capital accionarial del cual Enersis

Américas es propietaria actualmente tanto en Endesa Américas como en Chilectra Américas ("Acciones Actuales").

5. Se propondrá una ecuación o relación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

6. Se otorgará un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas, que incluirá, además de las modificaciones al capital social, otras modificaciones sociales que aprueben los accionistas de Enersis Américas, incluyendo la modificación al nombre y objeto social de dicha sociedad, así como la eliminación de las disposiciones transitorias que hubieren perdido su vigencia.

7. Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 69 del Código Tributario, Enersis Américas, en su calidad de continuadora y sucesora legal de Endesa Américas y Chilectra Américas, se constituirá en solidariamente responsable y se obligará a pagar todos los impuestos que adeudaren o pudieran llegar a adeudar Endesa Américas y Chilectra Américas, de conformidad al balance de término que deberán confeccionar Endesa Américas y Chilectra Américas en virtud de la disposición legal citada anteriormente.

8. El Directorio de Enersis Américas dispondrá la asignación de las nuevas acciones y la actualización de su registro de accionistas a la medianoche del día anterior a la fecha en que la Fusión surta efecto, considerando para estos efectos a los accionistas que se encuentren inscritos en los registros de accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas a dicha fecha, y los traspasos, transferencias y transmisiones de acciones debidamente celebrados que hubieren sido presentados a Endesa Américas y Chilectra Américas con anterioridad a la misma y que todavía no se hubieren cursado y anotado en el registro de accionistas correspondiente.

   Se excluirá de esta asignación a las Acciones Actuales, las cuales quedarán sin efecto como consecuencia de la Fusión.

9. Acordar cualquier otra materia que los accionistas estimen conducentes en relación con la Fusión propuesta, y facultar ampliamente al directorio de Endesa Américas para otorgar todos los poderes que se estime necesarios, especialmente aquéllos para legalizar, materializar, certificar, aclarar o precisar y llevar adelante los acuerdos de Fusión y demás que se adopten.

   Se deja constancia que los accionistas disidentes de la Fusión tendrán derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 69 de la LSA. Los términos y condiciones para el ejercicio de dicho derecho a retiro serán informados oportunamente, de conformidad a la ley y reglamentación vigente.

III. Información sobre otras operaciones con partes relacionadas. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos relativos a otras operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la LSA distintas de la Fusión, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas de Endesa Américas, con indicación de los directores que las han aprobado.

Los accionistas podrán obtener una versión actualizada de la copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la aprobación de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones), Santiago de Chile, a partir de esta fecha. Asimismo, aquéllos se encontrarán, a contar del día de hoy, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Compañía: www.endesaamerica.cl. Finalmente, se hace presente que también se encuentran disponibles en los respectivos sitios Web de Enersis Américas (www.enersis.cl) y Chilectra Américas (www.chilectraamericas.cl), los informes de los evaluadores independientes y peritos requeridos por tales entidades, así como los demás antecedentes que sirvan de fundamento para decidir acerca de la OPR y Fusión que será sometida a consideración de los accionistas de tales entidades.

Por último, se informa que, de conformidad con la ley aplicable, el primer aviso de citación a la Junta será publicado y la carta a los accionistas con la información relacionada con la misma, remitida a los señores accionistas a más tardar el día 13 de septiembre de 2016.

> Con fecha 8 de septiembre 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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, tal como ya lo ha comunicado Enersis Américas S.A., que el día de hoy, la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América ha declarado la vigencia o "effectiveness" del Registration Statement on Form F-4 ("Form F-4"), presentado por Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" o la "Compañía") ante dicha autoridad pública, en conformidad con la Securities Act de 1933, a objeto de registrar la emisión de American Depository Shares ("ADS") por parte de Enersis Américas S.A. a raíz del aumento de capital de la que ésta será objeto en caso de aprobarse la fusión de la misma con sus filiales Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.

Con arreglo a la normativa de los Estados Unidos de América aplicable al caso, el information statement/prospectus que forma parte del Form F-4 será puesto a disposición de los titulares de acciones y tenedores de ADSs a objeto de informarles acerca de las materias que se votarán en las próximas juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Américas y de Endesa Américas S.A. a celebrarse el 28 de septiembre de 2016, e informarles sobre las acciones y ADSs de Enersis Américas que se ofrecerán en canje a los titulares de acciones y tenedores de ADSs de Endesa Américas S.A. en la fusión.

Adicionalmente, y de acuerdo a lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, informamos que la mencionada declaración de effectiveness del Form F-4 permite a Endesa Américas confirmar que ya no puede verificarse la eventualidad descrita en el hecho esencial de la Compañía de fecha 16 de agosto de 2016, consistente en la posibilidad de que la Junta Extraordinaria de Accionistas convocada para el 28 de septiembre próximo tuviera que postergarse producto de la no obtención oportuna de dicha declaración de efectividad.

Por último, se informa a los accionistas y al mercado en general, que copia íntegra del information statement/prospectus está disponible, a partir de esta fecha, en el sitio Web de la Compañía: www.endesaamericas.cl.

> Con fecha 13 de septiembre 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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que en relación con la oferta pública de adquisición de acciones que Enersis Américas S.A. ha presentado sobre la totalidad de las acciones emitidas por Endesa Américas S.A. ("OPA") y la Tender Offer sobre la totalidad de los American Depositary Shares ("ADSs") de Endesa Américas y la totalidad de las acciones de la Compañía cuyos titulares son residentes de los Estados Unidos ("Tender Offer"), se informó lo siguiente:

Que con esta misma fecha y de conformidad con lo establecido en el artículo 207 letra c) de la Ley N° 18.045 sobre Mercado de Valores, la Compañía ha recibido los informes individuales de los Directores de la Sociedad, Rafael Fauquié Bernal, Vittorio Vagliasindi, Hernán Cheyre Valenzuela, Eduardo Novoa Castellón, Loreto Silva Rojas, Francesco Buresti, Mauro Di Carlo, Umberto Magrini y Luca Noviello.

Por tanto, y en cumplimiento con lo previsto en el referido artículo 207 letra c), se comunica que los señalados informes y el Prospecto de la OPA han quedado a disposición del público general y de los señores accionistas en el sitio web de la Compañía (www.endesaamericas.cl) y en sus oficinas sociales ubicadas en Santa Rosa N°76, piso 15, Santiago.

> Con fecha 28 de septiembre 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, se ha comunicado con carácter de Hecho Esencial, que el día de hoy, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas" o la "Compañía") resolvió, dando cumplimiento a los quórums exigidos por la ley y los estatutos de la Compañía, lo siguiente:

1. Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), en Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas") (la "Fusión").

2. Aprobar, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, la propuesta de Fusión en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporaría a cada una de las sociedades filiales, Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamente a la Fusión.

La Fusión quedó sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas (las "Condiciones Suspensivas"):

(A)(i) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Endesa Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Endesa Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas aprobado por la junta; (ii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; o (iii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y

(B) que en el evento de haber acaecido uno o más de los hechos descritos en los numerales (i), (ii) o (iii) de la letra A precedente, dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien favorablemente sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan hayan acordado en una posterior sesión que no sean aplicables los efectos propios derivados de haber acaecido uno cualquiera de dichos hechos y acordado, por tanto, que la Fusión surtirá todos sus efectos.

En caso de cumplirse las Condiciones Suspensivas se otorgará una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas. Dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión".

La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente y una vez que surta efectos la Fusión, ello será informado oportunamente a la SVS, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

La ecuación o relación de canje que la junta ha aprobado para efectos de llevar a cabo la Fusión, es de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

La Fusión conlleva un aumento de capital de Enersis Américas en la suma de $1.046.470.167.544, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de esta suscripción y pago, el capital accionarial del cual Enersis Américas es propietaria actualmente tanto en Endesa Américas como en Chilectra Américas. Asimismo, se modificarán sus estatutos sociales en los siguientes términos:

(i) Modificación de su artículo Primero, dando cuenta del nuevo nombre de la Compañía, esto es, Enel Américas S.A., aclarando que se trata de una sociedad anónima abierta;

(ii) Modificación de su artículo Cuarto Permanente, con el objeto de intercalar en párrafo primero una coma (,) entre las expresiones "extranjero" y "la exploración" y reemplazar en la letra d) las expresiones "empresas filiales" por "empresas relacionadas, filiales y coligadas";

(iii) Modificación de su artículo Quinto, dando cuenta del aumento de capital de Enersis Américas producto de la Fusión, y emisión de nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal;

(iv) Dejar sin efecto todas las disposiciones transitorias del estatuto por haber perdido su vigencia, y agregar un nuevo artículo Primero Transitorio relativo al estado de suscripción y pago del capital social luego de la Fusión; y

(v) Otorgar un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas.

Se deja constancia que las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Enersis Américas y Chilectra Américas celebradas también en el día de hoy resolvieron tanto la OPR como la Fusión de manera favorable, de acuerdo a los quórums exigidos por la ley y los estatutos de sus respectivas compañías.

Por último, se comunica que, sin perjuicio de lo que se informará oportunamente y en los términos establecidos en la ley y reglamentación vigente, los accionistas disidentes de la Fusión tienen derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en la legislación vigente.

> Con fecha 29 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, Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas" o la "Compañía"), en relación con el cumplimiento de las condiciones suspensivas a que quedó sujeta la fusión por incorporación de la Compañía y Chilectra Américas S.A. en Enersis Américas S.A. (la "Fusión"), acordada por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, ha comunicado con carácter de 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 ha constatado que el derecho a 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 referida al límite máximo del porcentaje del ejercicio del derecho a retiro en Endesa Américas.

> Con fecha 15 de noviembre 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 esa Superintendencia, Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas", la "Sociedad o la "Compañía") ha informado con carácter de hecho esencial, que en virtud de lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Endesa Américas de 28 de septiembre de 2016, la Compañía ha procedido a suscribir conjuntamente con Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas") y Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas"), la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de la Fusión, que da cuenta de la verificación de las condiciones suspensivas a que se encontraba sujeta la fusión de Endesa Américas con las indicadas sociedades (la "Fusión").

De conformidad con lo resuelto por las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Endesa Américas, Enersis Américas y Chilectra Américas, todas de 28 de septiembre de 2016, la Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión a que alude el presente hecho esencial y, por ende, la Fusión se hará efectiva el día 1 de diciembre de 2016.

En dicha fecha se incorporará en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolverán de pleno derecho sin necesidad de liquidación.

Adicionalmente, se informa que, a contar del 1 de diciembre de 2016, la compañía absorbente cambiará su actual razón social, Enersis Américas S.A., a la de Enel Américas S.A.

> Con fecha 23 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 y a lo

previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas"), informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

> Endesa Américas será absorbida por Enersis Américas S.A. el día 1° de diciembre de 2016.

> Lo anterior traerá como consecuencia que la política de dividendos de Endesa Américas prevista para el ejercicio 2016 no se implementará, toda vez que, en las fechas programadas para su materialización (dividendo provisorio pagadero en enero de 2017 y dividendo definitivo pagadero no antes de abril de 2017), Endesa Américas se habrá disuelto, siendo sucedida por Enersis Américas.

> En razón de la fusión, los accionistas de Endesa Américas recibirán en canje acciones de Enersis Américas, por lo que deberán considerar en sus futuras decisiones de inversión la información continua que entregue al mercado la sociedad absorbente, lo que incluye, pero no se limita, a su política de dividendos.

Chilectra Américas

> Con fecha 24 de Marzo de 2016, se precisa que el hecho esencial informado a la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 29 de enero de 2016, que de conformidad a lo aprobado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de 18 de diciembre de 2015, la división de Chilectra S.A., ha tenido efecto a partir del 1 de marzo de 2016, fecha a partir de la cual la nueva sociedad Chilectra Américas S.A. ha comenzado a existir, se solicita la inscripción y sus respectivas acciones en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores. Por otro lado la distribución y entrega material de las acciones emitidas por Chilectra Américas S.A., se efectuará en la fecha que resuelva el Directorio, una vez materializada la inscripción.

> Con fecha 14 de abril de 2016, se informa lo siguiente:

- Con fecha 13 de abril de 2016, la S.V.S., procedió a inscribir a Chilectra Américas y sus acciones en el Registro de Valores, por lo anterior, corresponde que las acciones en que se divide el capital social de Chilectra Américas S.A. , se entreguen liberadas de todo pago a los accionistas de Chilectra S.A. con derecho a recibirlas.

- El Directorio de Chilectra Américas acordó efectuar la distribución y entrega material de un total de 1.150.742.161 acciones emitidas por Chilectra 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 Chilectra S.A.

- La distribución accionaria se efectuó, entregando una acción de Chilectra Américas, por cada acción de Chilectra S.A. que posean inscritas a su nombre en el registro. Por lo anterior a contar del 21 de abril de 2016, las acciones emitidas por Chilectra Américas S.A., se podrán cotizar oficialmente en las Bolsas de Valores.

- Los títulos representativos de sus acciones en Chilectra Américas S.A., serán puestos a disposición de los accionistas de Chilectra S.A., para ser retirados en las oficinas del DCV Registros a partir del 21 de abril de 2016.

> Con fecha 27 de abril de 2016, se informa la designación de los miembros que conforman el directorio, de acuerdo a:
Presidente del directorio
Gianluca Caccialupi
Vicepresidente del directorio
Francesca Romana Napolitana
Director
Monica Hodor
Director
Iris Boeninger von Kretschmann
Director
Hernan Felipe Errázuriz Correa.

> En abril de 2016 se comunica a la S.V.S., según formulario N°1 la información relativa al dividendo definitivo N°31, cuya distribución y pago ha sido acordada por Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2016.

> Con fecha 6 de mayo de 2016 se informa que Sesión Extraordinaria de Directorio se acordó lo siguiente:

- Dar inicio formal al proceso de fusión mediante

el cual Enersis Américas S.A., absorbería por incorporación a Endesa Américas y a Chilectra Américas S.A., disolviéndose estas últimas sin liquidación, y sucediéndolas la primera en todos sus derechos y obligaciones (la "Fusión").

- Comunicar que los directores de Chilectra Américas S.A., al haber sido elegidos con los votos del accionista controlador de la sociedad, han declarado tener interés en la fusión en los términos del artículo 147 de la Ley de Sociedades Anónimas, razón por la que se manifestaron involucrados.

- Comunicar que el Gerente General de la sociedad ha declarado que no se halla afecto a conflictos de interés en relación con la Fusión.

- Designar como perito independiente de la sociedad a Don Mario Torres Santibáñez para que emita un informe relativo al valor de las sociedades que se fusionan y la relación de canje correspondiente, según lo requiere la Ley de Sociedades Anónimas.

- Designar como evaluador independiente de Chilectra Américas en la operación de Fusión a BBVA Asesorías Financieras S.A. a efectos de que emita un informe en los términos del artículo 147 de Ley Sociedades Anónimas.

> Con fecha 31 de mayo de 2016, se informa que en Sesión Ordinaria de Directorio, se acordó por unanimidad de sus miembros, revocar la designación como perito independiente del señor Mario Torres Santibáñez, acordada en Sesión Extraordinaria de Directorio del 6 de mayo pasado, y designar en su reemplazo al señor Emilio Venegas Valenzuela. De esta manera el nuevo perito deberá emitir informe relativo a las sociedades que se fusionan y dar cumplimiento a lo requerido en los artículos 156 y 158 de la Ley de Sociedades Anónimas.

> Con fecha 05 de Agosto de 2016, se comunica a la SVS, que en relación a la operación con partes relacionadas consistente en la fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A. en Enersis Américas S.A.(la "Fusión"), con esta misma fecha la Sociedad ha recibido los siguientes antecedentes:

1. Informe emitido por el evaluador independiente BBVA Asesorías Financieras S.A., el cual se refiere a las condiciones de la Fusión, sus efectos y su potencial impacto para la Sociedad; y

2. Opiniones individuales de los Directores de la Sociedad, Gianluca Caccialupi, Iris Boeninger von Kretschmann, Hernán Felipe Errázuriz Correa, Francesca Romana Napolitano y Mónica Hodor.

> Con fecha 05 de Agosto de 2016, se informa que en Sesión Extraordinaria de Directorio, las materia que se someterán a conocimiento serán las siguientes:

I. Aprobación de estados financieros y distribución de utilidades. La aprobación del balance y de los demás estados financieros correspondientes al 30 de junio de 2016, auditados por la empresa de auditoría externa RSM Chile Auditores Limitada; así como la distribución de un dividendo eventual por la cantidad de $120.000.000.000, el que se pagará con cargo a utilidades retenidas.

II. Operación con partes relacionadas (OPR). Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas, en Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" y la operación como la "Fusión"), a la que se refiere el punto III. siguiente de la tabla, teniendo en consideración los siguientes antecedentes que sirven de fundamento y que se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio web de Chilectra Américas www.chilectraamericas.cl:

(i) Informe del evaluador independiente designado por el Directorio, BBVA Asesorías Financieras S.A., evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

(ii) Opiniones individuales de los Directores de Chilectra Américas señores Iris Boeninger von Kretschmann, Hernán Felipe Errázuriz Correa, Francesca Romana Napolitano, Mónica Hodor, y Gianluca Caccialupi, todas de fechas 5 de agosto de 2016; y

(iii) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión.

III. Fusión. Luego de aprobada la OPR según se indica en el punto II anterior, aprobar, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, (i) la propuesta de Fusión, en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporaría a cada una de las sociedades filiales Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y (ii) los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamento a la misma, los cuales son los siguientes:

1. Los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, en conformidad a la normativa aplicable, puestos a disposición de los accionistas a partir de esta fecha, consisten en:

    (i) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión;

    (ii) Los balances y estados financieros de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas al 30 de junio de 2016, debidamente auditados por las empresas de auditoría externa Ernst&Young, KPMG Auditores Consultores Limitada y RSM Chile Auditores Limitada, respectivamente; y

    (iii) Los informes periciales preparados por los señores Pablo D´Agliano, Colin Becker y Emilio Venegas Valenzuela, todos emitidos con fecha 5 de agosto de 2016, encargados por los directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente.

2. La Fusión estaría sujeta a las siguientes condiciones suspensivas y copulativas (las "Condiciones Suspensivas"):

    (i) Que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto de dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas que sea aprobado según se señala en el número 4. siguiente;

    (ii) Que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto de dicha sociedad; y

    (iii) Que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto de dicha sociedad.

Dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan podrán acordar que la Fusión surtirá efecto no obstante hubiere fallado una o más de las Condiciones Suspensivas (el "Acuerdo Especial").

3. Una vez cumplidas las Condiciones Suspensivas o adoptado el Acuerdo Especial, los mandatarios designados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas o dando cuenta del Acuerdo Especial, en su caso; dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión".

   La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente, independiente de la fecha de cumplimiento de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio competente y de publicación en el Diario Oficial de los correspondientes extractos, las que podrán cumplirse con anterioridad o posterioridad al otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión. Una vez que surta efectos la Fusión, ello será informado oportunamente a la Superintendencia de Valores y Seguros, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

4. El capital de Enersis Américas se aumentará en la suma de $1.046.470.167.544, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán suscritas y pagadas, en todo o en parte, con cargo a la incorporación del patrimonio que corresponda a los accionistas de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de esta suscripción y pago el capital accionarial del cual Enersis Américas sea propietaria tanto en Endesa Américas como en Chilectra Américas, ya sea por las acciones que actualmente posea en dichas sociedades ("Acciones Actuales") como por aquellas acciones emitidas por Endesa Américas que adquiera con anterioridad a la fecha en que la Fusión surta efecto, como consecuencia de la oferta pública de adquisición de acciones que será efectuada por Enersis Américas y dirigida a la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts (ADRs) de Endesa Américas que no sean propiedad de Enersis Américas, en los términos y condiciones que serán oportunamente detallados al tiempo de formular dicha oferta (en adelante, las acciones así adquiridas se denominarán las "Acciones OPA", y conjuntamente con las Acciones Actuales, se denominarán "Acciones Pre Fusión"). Al momento en que surta efecto la Fusión, solo se suscribirá y pagará la parte del aumento del capital accionarial de Enersis Américas con cargo a la incorporación del patrimonio que corresponda a los accionistas de las sociedades absorbidas, excluido al accionista Enersis Américas respecto de sus Acciones Pre Fusión. Las acciones del aumento de capital se destinarán íntegra y exclusivamente a ser distribuidas entre los accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas, excluido el accionista Enersis Américas, según la regla de asignación que se describe en el número 8 siguiente, en la proporción que les corresponda de acuerdo a la relación de canje que se acuerde para materializar la misma.

5. Se propondrá una ecuación o relación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

6. Se otorgará un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas, el que incluirá, además de las modificaciones al capital social, otras modificaciones sociales que aprueben los accionistas de Enersis Américas, incluyendo la modificación al nombre y objeto social de dicha sociedad, así como la eliminación de disposiciones transitorias que hubieren perdido su vigencia.

7. Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 69 del Código Tributario, Enersis Américas, en su calidad de continuadora y sucesora legal de Endesa Américas y Chilectra Américas, se constituirá en solidariamente responsable y se obligará a pagar todos los impuestos que adeudaren o pudieren llegar a adeudar Endesa

Américas y Chilectra Américas, de conformidad al balance de término que deberán confeccionar Endesa Américas y Chilectra Américas en virtud de la disposición legal citada anteriormente.

8. El Directorio de Enersis Américas dispondrá la asignación de las nuevas acciones y la actualización de su registro de accionistas a la medianoche del día anterior a la fecha en que la Fusión surta efecto, considerando para estos efectos a los accionistas que se encuentren inscritos en los registros de accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas a dicha fecha, y los traspasos, transferencias y transmisiones de acciones debidamente celebrados que hubieren sido presentados a Endesa Américas y Chilectra Américas con anterioridad a la misma y que todavía no se hubieren cursado y anotado en el registro de accionistas correspondiente.

   Se excluirá de esta asignación a las acciones de titularidad de Enersis Américas en las sociedades absorbidas, esto es, las Acciones Pre Fusión, las cuales quedarán sin efecto al surtir efecto la Fusión.

9. Acordar cualquier otra materia que los accionistas estimen conducentes en relación con la Fusión propuesta, y facultar ampliamente al directorio de Enersis Américas para otorgar todos los poderes que se estime necesarios, especialmente aquéllos para legalizar, materializar, certificar, aclarar o precisar y llevar adelante los acuerdos de Fusión y demás que se adopten.

IV. Cancelación de Acciones de Propia Emisión. Sin formar parte del acuerdo de Fusión, y con la finalidad de que la sociedad absorbente no sea titular de acciones de propia emisión con motivo de la Fusión, se propondrá a los accionistas de las sociedades que se fusionan aprobar que, si se ejerciere el derecho de retiro en cada una de ellas por hasta los porcentajes máximos acordados como Condiciones Suspensivas para la Fusión, las acciones que sean adquiridas producto de lo anterior por Enersis Américas (en adelante esas acciones, las "Acciones de Propia Emisión Enersis") y por Endesa Américas y/o Chilectra Américas (en adelante esas acciones las "Acciones de Propia Emisión Filiales", y éstas conjuntamente con las Acciones de Propia Emisión Enersis, se denominarán las "Acciones de Propia Emisión") serán canceladas.

Para estos efectos, y mediante un acuerdo posterior y separado al acuerdo de Fusión, se propondrá acordar una disminución del capital de Enersis Américas en una cantidad de hasta el monto en que se incurra para adquirir las Acciones de Propia Emisión, conforme al precio a pagar por el ejercicio del derecho de retiro en cada sociedad, el cual será informado en la junta que se convoca. La cantidad máxima que podría alcanzar esta disminución de capital será informada en la junta que se convoca en base a la fórmula antes señalada. Esta disminución de capital estaría sujeta a los siguientes términos y condiciones:

i. En primer lugar, se acordará al efecto no enajenar las Acciones de Propia Emisión.

ii. La disminución de capital ocurrirá automáticamente, de inmediato y sin más trámite, cancelándose consecuentemente las respectivas Acciones de Propia Emisión del registro de accionistas de Enersis Américas, de la siguiente manera: (i) respecto de todas aquellas Acciones de Propia Emisión Enersis, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad; (ii) respecto de todas aquellas Acciones de Propia Emisión Filiales que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad con anterioridad al momento en que surta efecto la Fusión, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que surta efecto la Fusión; y (iii) respecto de todas aquellas Acciones de Propia Emisión que Enersis Américas pague y adquiera su titularidad con posterioridad al momento en que surta efecto la Fusión y hasta el 1° de abril de 2017, su cancelación ocurrirá inmediata y automáticamente una vez que la respectiva sociedad haya pagado y adquirido su titularidad.

iii. El Directorio o el Gerente General de Enersis Américas otorgará una escritura pública declarativa dejando constancia de si hubieren ocurrido disminuciones de capital y, en su caso,

del nuevo monto del capital de Enersis Américas en las siguientes oportunidades: (i) dentro de los diez días siguientes al día en que la Fusión surta efecto, y (ii) dentro de los diez días siguientes al 1 de abril de 2017. Cada una de esas escrituras públicas será anotada al margen de la inscripción social de Enersis Américas.

V. Información sobre otras operaciones con partes relacionadas. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos relativos a otras operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la LSA distintas de la Fusión, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas de Chilectra Américas, con indicación de los directores que las han aprobado.

Se deja constancia que los accionistas disidentes de la Fusión tendrán derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 69 de la LSA. Los términos y condiciones para el ejercicio de dicho derecho a retiro serán informados oportunamente, de conformidad a la ley y reglamentación vigente.

> Con fecha 16 de Agosto de 2016, según junta Extraordinaria de Accionistas, el precio definitivo del derecho a retiro será informado oportunamente a esta misma junta.

Adicionalmente y atendida la convocatoria a junta extraordinaria de accionistas de Chilectra Américas para decidir respecto a la fusión de la misma con las sociedades Enersis Américas S.A y Endesa Américas S.A., según lo indicado en el hecho esencial emitido con fecha 05 de Agosto, la sociedad a considerado pertinente, para una mayor transparencia del proceso y atendiendo a la singularidad del mismo, reiterar determinada información que afectara el proceso de acuerdo a la normativa de Estados Unidos, en el siguiente sentido:

De conformidad con lo indicado en solicitud realizada a la Superintendencia de Valores y Seguros por parte de Enersis Américas con fecha 23 de Mayo de 2016, en las presentaciones hechas ante el mismo órgano por parte de Endesa Américas S.A., con fecha de 31 de mayo de 2016, y por Chilectra Américas y Enersis Américas S.A., con fecha 01 de junio del año en curso, todas las solicitudes y presentaciones públicas y de las que da cuenta propia Superintendencia de Seguros y Valores en su respuesta a las mismas mediante oficio ordinario N° 16.030 de fecha 01 de Julio de 2016, las referidas sociedades requirieron de la Superintendencia que esta ampliara el plazo de vigencia de los estados financieros que se utilizaran para la fusión de conformidad a lo establecido en la normativa vigente.

En efecto, bajo las reglas de la Securities Commission de los Estados Unidos de Américas(la SEC) que son aplicables a la operación de fusión propuesta, el information statement o prospecto final que debe remitirse a los tenedores de ADR y los accionistas residentes en Estados Unidos de Américas de Enersis Américas S.A., debe ser distribuido con 20 días de anticipación a la celebración de la junta Extraordinaria de accionistas convocada para decidir acerca de la mencionada fusión y que está prevista para el 28 de Septiembre de 2016. Dicho prospecto e information statement está contenido en el formulario Form F-4 (¨Form F-4 o ¨F-4¨), el cual debe ser declarado efectivo por la SEC antes de que el information statement o prospecto pueda ser difundido. Enersis Américas S.A nos ha informado que prevé que actualmente el F-4 será declarado efectivo oportunamente a fin de que la difusión del information statement o prospecto pueda llevarse a cabo con la suficiente antelación a la junta Extraordinaria de accionistas para cumplir con las normas aplicables de la SEC. No obstante lo anterior, no puede asegurarse que el F-4 será declarado efectivo de acuerdos a dicho plazo.

Si la SEC no declara la efectividad del Form F-4 a tiempo para dicho propósito, o no concede algún otro tipo de dispensa regulatoria, la junta Extraordinaria de Accionistas programada para el día 28 de Septiembre de 2016 deberá ser propuesta para una fecha posterior.

En tal evento, y de conformidad a lo señalado precedentemente, Chilectra Américas deberá preparar nuevos estados Financieros y auditarlos con arreglo a la regulación chilena- dada la caducidad de los preparados anteriormente con vistas a la junta Extraordinaria de accionistas del próximo 28 de septiembre. Adicionalmente, el Form F-4 deberá ser modificado y actualizado y la SEC deberá revisar el Form F-4 modificado para su declaración de efectividad.

Todo lo indicado no afecta materialmente la ejecución y finalización de la reorganización societaria que se encuentra desarrollando actualmente Enersis Américas y sus filiales Endesa América y Chilectra Américas y en el evento de que la dilación de la operación indicada se materialice, no incidirá en su éxito definitivo.

> Con fecha 31 de Agosto de 2016, El Directorio acordó modificar las materias que se someterán al conocimiento y decisión de la Junta Extraordinaria de Accionistas, indicando que serán las siguientes:

I. Aprobación de estados financieros y distribución de utilidades. La aprobación del balance y de los demás estados financieros correspondientes al 30 de junio de 2016, auditados por la empresa de auditoría externa RSM Chile Auditores Limitada; así como la distribución de un dividendo eventual por la cantidad de $120.000.000.000, el que se pagará con cargo a utilidades retenidas.

II. Operación con partes relacionadas (OPR). Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas, en Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" y la operación como la "Fusión"), a la que se refiere el punto III. siguiente de la tabla, teniendo en consideración los siguientes antecedentes que sirven de fundamento y que se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio web de Chilectra Américas www.chilectraamericas.cl:

(i) Informe del evaluador independiente designado por el Directorio, BBVA Asesorías Financieras S.A., evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

(ii) Opiniones individuales de los Directores de Chilectra Américas señores Iris Boeninger von Kretschmann, Hernán Felipe Errázuriz Correa, Francesca Romana Napolitano, Mónica Hodor, y Gianluca Caccialupi, todas de fechas 5 de agosto de 2016; y

(iii) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión.

III. Fusión. Luego de aprobada la OPR según se indica en el punto II anterior, aprobar, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, (i) la propuesta de Fusión, en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporaría a cada una de las sociedades filiales Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y (ii) los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamento a la misma, los cuales son los siguientes:

1. Los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, en conformidad a la normativa aplicable, puestos a disposición de los accionistas a partir de esta fecha, consisten en:

(i) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión;

(ii) Los balances y estados financieros de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas al 30 de junio de 2016, debidamente auditados por las empresas de auditoría externa Ernst&Young, KPMG Auditores Consultores Limitada y RSM Chile Auditores Limitada, respectivamente; y

(iii) Los informes periciales preparados por los señores Pablo D´Agliano, Colin Becker y Emilio Venegas Valenzuela, todos emitidos con fecha 5 de agosto de 2016, encargados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente.

2. La Fusión estaría sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas y copulativas compuestas (las "Condiciones Suspensivas"):

   (A) (i) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas que sea aprobado según se señala en el número 4. siguiente; (ii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y (iii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y

   (B) que, en el evento de haber acaecido uno o más de los hechos descritos en los numerales (i), (ii) o (iii) de la letra (A) precedente, dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan hayan acordado que no sean aplicables los efectos propios derivados de haber acaecidos dichos hechos y acordado por tanto que la Fusión surtirá sus efectos.

3. Una vez cumplidas las Condiciones Suspensivas, los mandatarios designados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas; dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión".

   La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente, independiente de la fecha de cumplimiento de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio competente y de publicación en el Diario Oficial de los correspondientes extractos, las que podrán cumplirse con anterioridad o posterioridad al otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión. Una vez que surta efectos la Fusión, ello será informado oportunamente a la Superintendencia de Valores y Seguros, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

4. El capital de Enersis Américas se aumentará en la suma de $1.046.470.167.544, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de esta suscripción y pago, el capital accionarial del cual Enersis Américas es propietaria actualmente tanto en Endesa Américas como en Chilectra Américas ("Acciones Actuales").

5. Se propondrá una ecuación o relación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

6. Se otorgará un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas, el que incluirá, además de las modificaciones al capital social, otras modificaciones sociales que aprueben los accionistas de Enersis Américas, incluyendo la modificación al nombre y objeto social de dicha sociedad, así como la eliminación de disposiciones transitorias que hubieren perdido su vigencia.

7. Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 69 del Código Tributario, Enersis Américas, en su calidad de continuadora y sucesora legal de Endesa Américas y Chilectra Américas, se constituirá en solidariamente responsable y se obligará a pagar todos los impuestos que adeudaren o pudieren llegar a adeudar Endesa Américas y Chilectra Américas, de conformidad al balance de término que deberán confeccionar Endesa Américas y Chilectra Américas en virtud de la disposición legal citada anteriormente.

8. El Directorio de Enersis Américas dispondrá la asignación de las nuevas acciones y la actualización de su registro de accionistas a la medianoche del día anterior a la fecha en que la Fusión surta efecto, considerando para estos efectos a los accionistas que se encuentren inscritos en los registros de accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas a dicha fecha, y los traspasos, transferencias y transmisiones de acciones debidamente celebrados que hubieren sido presentados a Endesa Américas y Chilectra Américas con anterioridad a la misma y que todavía no se hubieren cursado y anotado en el registro de accionistas correspondiente.

   Se excluirá de esta asignación a las Acciones Actuales, las cuales quedarán sin efecto como consecuencia de la Fusión.

9. Acordar cualquier otra materia que los accionistas estimen conducentes en relación con la Fusión propuesta, y facultar ampliamente al directorio de Chilectra Américas para otorgar todos los poderes que se estime necesarios, especialmente aquéllos para legalizar, materializar, certificar, aclarar o precisar y llevar adelante los acuerdos de Fusión y demás que se adopten.

IV. Información sobre otras operaciones con partes relacionadas. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos relativos a otras operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la LSA distintas de la Fusión, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas de Chilectra Américas, con indicación de los directores que las han aprobado.

Se deja constancia que los accionistas disidentes de la Fusión tendrán derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 69 de la LSA. Los términos y condiciones para el ejercicio de dicho derecho a retiro serán informados oportunamente, de conformidad a la ley y reglamentación vigente.

> Con fecha 01 de Septiembre de 2016, por medio de la presente, se reingreso hecho Esencial contenido en carta Ger Gen 33/2016 presentado el 31 de agosto de 2016, el que se reemplaza por lo siguiente, acordó por unanimidad, entre otros asuntos, modificar la hora y materias a ser tratadas en la Junta Extraordinaria de Accionistas convocada por el Directorio celebrado con fecha 5 de agosto pasado y que fuera informado como hecho esencial con esa misma fecha. Así, la Junta Extraordinaria de Accionistas se celebrará el día 28 de septiembre de 2016, a las 14:00 horas, en el Auditorio de Chilectra, ubicado en Santa Rosa N° 76, entrepiso, Santiago. Se informa que, de conformidad con la ley aplicable, el primer aviso de citación a la Junta será publicado y la carta a los accionistas con la información relacionada con la misma, remitida a los señores accionistas, a más tardar el día 13 de septiembre de 2016

El Directorio acordó modificar las materias que a continuación se detallan:

I. Aprobación de estados financieros y distribución de utilidades. La aprobación del balance y de los demás estados financieros correspondientes al 30 de junio de 2016, auditados por la empresa de auditoría externa RSM Chile Auditores Limitada; así como la distribución de un dividendo eventual por la cantidad de $120.000.000.000, el que se pagará con cargo a utilidades retenidas.

II. Operación con partes relacionadas (OPR). Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas, en Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" y la operación como la "Fusión"), a la que se refiere el punto III. siguiente de la tabla, teniendo en consideración los

siguientes antecedentes que sirven de fundamento y que se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio web de Chilectra Américas www.chilectraamericas.cl:

(i) Informe del evaluador independiente designado por el Directorio, BBVA Asesorías Financieras S.A., evacuado con fecha 5 de agosto de 2016;

(ii) Opiniones individuales de los Directores de Chilectra Américas señores Iris Boeninger von Kretschmann, Hernán Felipe Errázuriz Correa, Francesca Romana Napolitano, Mónica Hodor, y Gianluca Caccialupi, todas de fechas 5 de agosto de 2016; y

(iii) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión.

III. Fusión. Luego de aprobada la OPR según se indica en el punto II anterior, aprobar, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, (i) la propuesta de Fusión, en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporaría a cada una de las sociedades filiales Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverían sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y (ii) los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamento a la misma, los cuales son los siguientes:

1. Los antecedentes que sirven de fundamento a la Fusión, en conformidad a la normativa aplicable, puestos a disposición de los accionistas a partir de esta fecha, consisten en:

(i) El documento en que constan los términos y condiciones de la Fusión que se propone, elaborado conforme a lo dispuesto en el artículo 155 letra (a) del Reglamento de Sociedades Anónimas, y que contiene además los objetivos y beneficios esperados de la Fusión;

(ii) Los balances y estados financieros de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas al 30 de junio de 2016, debidamente auditados por las empresas de auditoría externa Ernst&Young, KPMG Auditores Consultores Limitada y RSM Chile Auditores Limitada, respectivamente; y

(iii) Los informes periciales preparados por los señores Pablo D´Agliano, Colin Becker y Emilio Venegas Valenzuela, todos emitidos con fecha 5 de agosto de 2016, encargados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, respectivamente.

2. La Fusión estaría sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas y copulativas compuestas (las "Condiciones Suspensivas"):

(A) (i) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas que sea aprobado según se señala en el número 4. siguiente; (ii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y (iii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y

(B) que, en el evento de haber acaecido uno o

más de los hechos descritos en los numerales (i), (ii) o (iii) de la letra (A) precedente, dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan hayan acordado que no sean aplicables los efectos propios derivados de haber acaecidos dichos hechos y acordado por tanto que la Fusión surtirá sus efectos.

3. Una vez cumplidas las Condiciones Suspensivas, los mandatarios designados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas; dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión".

   La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente, independiente de la fecha de cumplimiento de las formalidades de inscripción en el Registro de Comercio competente y de publicación en el Diario Oficial de los correspondientes extractos, las que podrán cumplirse con anterioridad o posterioridad al otorgamiento de la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión. Una vez que surta efectos la Fusión, ello será informado oportunamente a la Superintendencia de Valores y Seguros, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

4. El capital de Enersis Américas se aumentará en la suma de $1.046.470.167.544, mediante la emisión de 9.232.202.625 nuevas acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, las que quedarán íntegramente suscritas y pagadas con cargo a la incorporación del patrimonio de las sociedades absorbidas, excluyendo para efectos de esta suscripción y pago, el capital accionarial del cual Enersis Américas es propietaria actualmente tanto en Endesa Américas como en Chilectra Américas ("Acciones Actuales").

5. Se propondrá una ecuación o relación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

6. Se otorgará un texto refundido de los estatutos de Enersis Américas, el que incluirá, además de las modificaciones al capital social, otras modificaciones sociales que aprueben los accionistas de Enersis Américas, incluyendo la modificación al nombre y objeto social de dicha sociedad, así como la eliminación de disposiciones transitorias que hubieren perdido su vigencia.

7. Para los efectos de lo dispuesto en el artículo 69 del Código Tributario, Enersis Américas, en su calidad de continuadora y sucesora legal de Endesa Américas y Chilectra Américas, se constituirá en solidariamente responsable y se obligará a pagar todos los impuestos que adeudaren o pudieren llegar a adeudar Endesa Américas y Chilectra Américas, de conformidad al balance de término que deberán confeccionar Endesa Américas y Chilectra Américas en virtud de la disposición legal citada anteriormente.

8. El Directorio de Enersis Américas dispondrá la asignación de las nuevas acciones y la actualización de su registro de accionistas a la medianoche del día anterior a la fecha en que la Fusión surta efecto, considerando para estos efectos a los accionistas que se encuentren inscritos en los registros de accionistas de Endesa Américas y Chilectra Américas a dicha fecha, y los traspasos, transferencias y transmisiones de acciones debidamente celebrados que hubieren sido presentados a Endesa Américas y Chilectra Américas con anterioridad a la misma y que todavía no se hubieren cursado y anotado en el registro de accionistas correspondiente.

Se excluirá de esta asignación a las Acciones Actuales, las cuales quedarán sin efecto como consecuencia de la Fusión.

9. Acordar cualquier otra materia que los

accionistas estimen conducentes en relación con la Fusión propuesta, y facultar ampliamente al directorio de Chilectra Américas para otorgar todos los poderes que se estime necesarios, especialmente aquéllos para legalizar, materializar, certificar, aclarar o precisar y llevar adelante los acuerdos de Fusión y demás que se adopten.

IV. Información sobre otras operaciones con partes relacionadas. Dar cuenta a los accionistas sobre los acuerdos relativos a otras operaciones con partes relacionadas a que se refiere el Título XVI de la LSA distintas de la Fusión, celebradas durante el período transcurrido desde la última junta de accionistas de Chilectra Américas, con indicación de los directores que las han aprobado.

Se deja constancia que los accionistas disidentes de la Fusión tendrán derecho a retiro, en conformidad a lo dispuesto en el artículo 69 de la LSA. Los términos y condiciones para el ejercicio de dicho derecho a retiro serán informados oportunamente, de conformidad a la ley y reglamentación vigente.

> Con fecha 09 de Septiembre de 2016, por medio del presente, que la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América ha declarado la vigencia o "effectiveness" del Registration Statement on Form F-4 ("Form F-4"), presentado por Enersis Américas S.A. ante dicha autoridad pública, en conformidad con la Securities Act de 1933, a objeto de registrar la emisión de American Depositary Shares ("ADS") por parte de Enersis Américas S.A., a raíz del aumento de capital de la que ésta será objeto en caso de aprobarse la fusión de la misma con sus filiales Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.

En necesario hacer presente que, con arreglo a la normativa de los Estados Unidos de América aplicable al caso, el information statement/prospectus que forma parte del Form F-4, será puesto a disposición de los titulares de acciones y tenedores de ADSs a objeto de informarles acerca de las materias que se votarán en las próximas juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Américas S.A. y de Endesa Américas S.A. a celebrarse el 28 de septiembre de 2016, e informarles sobre las acciones y ADSs de Enersis Américas S.A. que se ofrecerán en canje a los titulares de acciones y tenedores de ADSs de Endesa Américas S.A. en la fusión.

Adicionalmente, y de acuerdo a lo establecido en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, se informa a Ud. que la mencionada declaración de effectiveness del Form F-4 permite a Chilectra Américas S.A. confirmar que ya no puede verificarse la eventualidad descrita en el hecho esencial de la Compañía de fecha 16 de agosto de 2016, consistente en la posibilidad que la Junta Extraordinaria de Accionistas convocada para el 28 de septiembre próximo tuviera que postergarse producto de la no obtención oportuna de dicha declaración de efectividad.

> Con fecha 28 de Septiembre de 2016, en de la Junta Extraordinaria de Accionistas, en la cual se adoptaron los siguientes acuerdos:

I. Aprobación de estados financieros y distribución de utilidades. Se aprobó el balance y los demás estados financieros correspondientes al 30 de junio de 2016, auditados por la empresa de auditoría externa RSM Chile Auditores Limitada; así como la distribución de un dividendo eventual por la cantidad de $120.000.000.000.-, el que se pagará con cargo a utilidades retenidas.

La Junta facultó al Directorio de Chilectra Américas para fijar la fecha de pago del dividendo eventual, la que será comunicada mediante la publicación de un aviso en la prensa conforme a lo establecido en la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.

II. Operación con partes relacionadas (OPR). Se aprobó, conforme a los términos del Título XVI de la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas, la operación con partes relacionadas ("OPR") consistente en la propuesta de fusión por incorporación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas, en Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas" y la operación como la "Fusión"), teniendo en consideración los antecedentes que sirven de fundamento y que se encontraban a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio web de Chilectra Américas www.chilectraamericas.cl.

III. Fusión. Se aprobó, conforme a los términos del Título IX de la LSA, y del párrafo 3 del Título IX del Reglamento de Sociedades Anónimas, (i) la propuesta de Fusión, en virtud de la cual Enersis Américas, como entidad absorbente, incorporará a cada una de las sociedades filiales Endesa Américas y Chilectra Américas, las que se disolverán sin necesidad de efectuar su liquidación, sucediéndolas en todos sus derechos y obligaciones; y (ii) los términos y condiciones particulares de la Fusión y los antecedentes que sirven de fundamento a la misma, incluyendo los balances y estados financieros auditados de las sociedades que se fusionan, los informes de peritos y los estatutos refundidos de Enersis Américas.

La Fusión se encuentra sujeta al cumplimiento de las siguientes condiciones suspensivas (las "Condiciones Suspensivas"):

(A) (i) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Enersis Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; lo anterior, asimismo, en la medida que el ejercicio del derecho a retiro por parte de los accionistas de Enersis Américas no tenga como consecuencia que algún accionista supere el límite máximo de concentración accionarial del 65% en Enersis Américas a la fecha de vencimiento del plazo para ejercer el derecho a retiro por parte de los accionistas disidentes, considerando para ello el número de acciones en que se dividirá el nuevo capital de Enersis Américas que sea aprobado según se señala en el número 4. siguiente; (ii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Endesa Américas con motivo de la Fusión no exceda del 10% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; o (iii) que el derecho a retiro que eventualmente ejerzan los accionistas de Chilectra Américas con motivo de la Fusión no exceda del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad; y

(B) que, en el evento de haber acaecido uno o más de los hechos descritos en los numerales (i), (ii) o (iii) de la letra (A) precedente, dentro de los sesenta días siguientes a la fecha de las respectivas juntas de accionistas que se pronuncien sobre la Fusión, las juntas de accionistas de cada una de las sociedades que se fusionan hayan acordado que no sean aplicables los efectos propios derivados de haber acaecido dichos hechos y acordado por tanto que la Fusión surtirá sus efectos.

Una vez cumplidas las Condiciones Suspensivas, los mandatarios designados por los Directorios de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, otorgarán una misma y única escritura pública declarativa, dando cuenta del cumplimiento de tales Condiciones Suspensivas; dicha escritura pública será denominada la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión". La Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura de Cumplimiento de Condiciones de Fusión referida precedentemente. Una vez que surta efectos la Fusión, ello será informado oportunamente a la Superintendencia de Valores y Seguros, a las demás entidades pertinentes y al mercado con carácter de hecho esencial.

En el contexto de la Fusión, los accionistas de Chilectra Américas aprobaron una relación de canje de 2,8 acciones de Enersis Américas por cada acción de Endesa Américas y de 4 acciones de Enersis Américas por cada acción de Chilectra Américas, sin considerar fracciones de acciones.

Se hace presente que las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Enersis Américas y Endesa Américas celebradas también en el día de hoy, resolvieron tanto la OPR como la Fusión de manera favorable, de acuerdo a los quórums exigidos por la ley y los estatutos de sus respectivas compañías.

> Con fecha 28 de Septiembre de 2016, se acordó distribuir un dividendo eventual N° 1 de $104,28053 por acción, cuya fecha de pago será determinada por el Directorio.

> Con fecha 29 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, Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas" o la "Compañía"), en relación con el cumplimiento de las condiciones suspensivas a que quedó sujeta la fusión por incorporación de la Compañía y Endesa Américas S.A. en Enersis Américas S.A. (la "Fusión"), acordada por la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, ha comunicado con carácter de 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 ha constatado que el derecho a retiro ejercido en Chilectra Américas no ha excedido del 0,91% de las acciones emitidas con derecho a voto por dicha sociedad, cumpliéndose con ello con la condición referida al límite máximo del porcentaje del ejercicio del derecho a retiro en Chilectra Américas.

- Con fecha 3 de noviembre de 2016, de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, de Mercado de Valores y a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30, de esa Superintendencia, Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas") informó con carácter de hecho esencial, que el Directorio de la Compañía, atendida la próxima entrada en vigencia de la fusión de Chilectra Américas con Enersis Américas S.A. y Endesa Américas S.A., resolvió modificar su política de dividendos aprobada en la Sesión N° 2/2016, Ordinaria del Directorio, celebrada el 29 de febrero de 2016, que contemplaba repartir como dividendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio, distribución que se haría pagando un dividendo provisorio en el mes de enero de 2017. Al respecto, se ha estimado necesario modificar la citada política de dividendos, en el sentido de no repartir ningún dividendo provisorio.

- Con fecha 3 de noviembre de 2016, de acuerdo con lo dispuesto por esa Superintendencia en Circular N° 660, Chilectra Américas envió en duplicado, el Formulario N°1 con la información relativa al Dividendo Eventual N° 1, cuya distribución y pago ha sido acordado por Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016. Esta información complementa a la contenida en carta Ger.Gen N° 37/2016 enviada a la SVS con fecha 28 de septiembre de 2016. Cabe hacer presente que la fecha de pago del dividendo en particular, fue acordada en Sesión de Directorio de Chilectra Américas celebrada el día de hoy.

- Con fecha 15 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 y a lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia, Chilectra Américas S..A ("Chilectra Américas") informó con carácter de hecho esencial, que con fecha de hoy y en virtud de lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra Américas de 28 de septiembre de 2016, la Compañía ha procedido a suscribir conjuntamente con Enersis Américas S.A. ("Enersis Américas") y Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas"), la Escritura Declarativa de Cumplimiento de Condiciones de la Fusión, que da cuenta de la verificación de las condiciones suspensivas a que se encontraba sujeta la fusión de Chilectra Américas con las indicadas sociedades (la "Fusión").

  De conformidad con lo resuelto por las Juntas Extraordinarias de Accionistas de Enersis Américas, de Endesa Américas y de Chilectra Américas de 28 de septiembre de 2016, la Fusión tendrá efecto a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgue la Escritura Declarativa de Cumplimiento de Condiciones de la Fusión a que alude el presente hecho esencial y, por ende, la Fusión se hará efectiva el día 1 de diciembre de 2016.

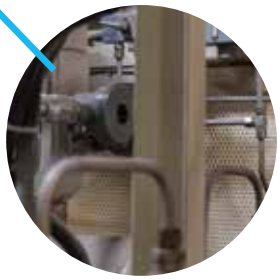
  En dicha fecha se incorporará en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolverán de pleno derecho sin necesidad de liquidación.

  Adicionalmente, se informa que, a contar del 1 de diciembre de 2016, la compañía absorbente cambiará su actual razón social, Enersis Américas S.A., a la de Enel Américas S.A.

- Con fecha 29 de noviembre de 2016, de acuerdo con lo dispuesto por esa Superintendencia en Circular N° 660, Chilectra Américas informó el envío de Formulario N°1 con la información relativa al Dividendo Eventual N° 1, cuya distribución y pago ha sido acordado por Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016. Esta información complementa a la contenida en cartas Ger.Gen N° 37/2016 y N° 44/2016 enviadas a la SVS con fechas 28 de septiembre y 4 de noviembre, ambas de 2016, respectivamente.

Así, como consecuencia del ejercicio del derecho de retiro de 65.035 acciones de Chilectra Américas, por medio d ela presente comunicación actualizada el número de acciones que tienen derecho a dividendo – punto 3.01 del Anexo. Además, también se actualiza el monto del dividendo por acción, pasando de $104,28053 a $104,28642 – punto 5.01 del Anexo-. Por último, se modifica la individualización del movimiento de 1 a 2 – punto 1.07 del Anexo.

Identificación de las Compañías Subsidiarias y Asociadas



codensa

AMPLA ENERGÍA (Ampla Energía E Serviços S.A.)

Razón social
Ampla Energia e Serviços S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 01, São Domingos, Niteroi
Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M$)
266.777.806

Objeto social
Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, así como prestar servicios correlatos que hayan sido o que puedan ser concedidos; realizar investigaciones en el sector energético; participar de organizaciones regionarias, nacionales e internacionales del sector eléctrico y participar de otras sociedades relacionadas al sector energético como accionista, incluso en el ámbito de programas de privatización en Brasil.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Monica Hodor (Vicepresidente)
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli
José Távora Batista
José Alves de Mello Franco
Aurélio Ricardo Bustilho de Oliveira
Luiz Carlos Franco Campos

Principales ejecutivos
Abel Alves Rochinha (Gerente General)
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
José Alves Mello Franco
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Margot Frota Cohn Pires
Ramón Francisco Castañeda Ponce
Márcia Sandra Roque Vieira Silva

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
99.33%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
3.77%

ENEL GREEN POWER CACHOEIRA DOURADA S.A.

Razón social
ENEL GREEN POWER CACHOEIRA DOURADA S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada
Goiania
Goiás, Brasil

Teléfono
(55 62) 3434 9000

Capital suscrito y pagado (M$)
13.221.417

Objeto social
La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación de centrales generadoras de energía eléctrica y el comercio relacionado con estas actividades. Asimismo, la sociedad puede promover o participar de otras sociedades constituidas para producir energía eléctrica, dentro o fuera del Estado de Goiás.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica

Directorio
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli (Presidente)
Julia Freitas de Alcantara Nunes
Claudia Maria Suanno

Principales ejecutivos
Newton Souza de Moraes Oliveira (Gerente General Interino)
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Paulo Valle Fróes da Cruz Junior
Matteo de Zan
Nelson Ribas Visconti
Janaina Savino Vilella Carro
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Sérgio Ibrain Figueira Salluh
José Nunes de Almeida Neto
Anna Paula Hiotte Pacheco
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(directa e indirecta)
99.10%

CENTRAL DOCK SUD S.A.

Razón social
Central Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avenida Debenedetti 1636
Dock Sud Avellaneda

Teléfono
4229-1000

Capital suscrito y pagado ($)
46.326.930

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque. Podra realizar todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con el objeto social, teniendo, para ello, plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no le sean prohibidos por las leyes, estos Estatutos, el Pliego del Concurso Publico Internacional para la Venta de las Acciones de Central Dock Sud S.A., asi como toda norma que le sea expresamente aplicable.

Actividades que desarrolla
Generacion de Energia Electrica

Directores titulares
Hector Martin Mandarano (presidente)
Vacante el cargo de Vicepresidente
Gaetano Salierno
Antonio Ascione
Mauricio Bezzeccheri
Mónica Analía Ciacciarelli
Santiago Sajaroff
Rodolfo Eduardo Berisso
Paula Maria Garcia Kedinger

Directores suplentes
Fernando Claudio Antognazza
Maria Ines Justo Borga
Daniel Martini
Javier Pastor Vivas
Patricio Da Re
Carlos Alberto Weis
Raul Angel Rodriguez
Julian Matias Ferreiro
Daniel Gustavo Ciaffone

Principales ejecutivos
Gustavo Diego Manifesto
Gerente General
Alejandro Serantes
Gerente Finanzas
Patricio Cipollone
Gerente Comercial
David Garcia Albalá
Gerente Explotacion
Graciela Babini
Gerente Planificacion y Control

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(directa e indirecta)
40,25%

CENTRAL GERADORA TERMELÉCTRICA FORTALEZA S.A.

Razón social
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección
Rodovia 422, Km 1 s/n,
Complexo Industrial e
Portuário de Pecém Caucaia
Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3464-4100

Capital suscrito y pagado (M$)
31.221.803

Objeto social
Estudiar, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que le sean concedidos, permitidos o autorizados por cualquier título de derecho, bien como el ejercicio de otras actividades relacionados a las actividades arriba mencionadas; la adquisición, la obtención y la exploración de cualesquier derecho, concesiones y privilegios relacionados a las actividades arriba referidas, así como la práctica de todos los demás actos y negocios necesarios a la consecución de su objetivo; y la participación en el capital social de otras compañías o sociedades, como accionista, socia o en cuenta de participación, cualesquiera que sean sus objetivos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli (Presidente)
Matteo de Zan (Vicepresidente)
Julia Freitas de Alcantara Nunes

Principales ejecutivos
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira (Gerente General Interino)
Marcelo Falcucci
Claudia Maria Suanno
Janaina Savino Vilella Carro
Raimundo Câmara Filho
Ana Claudia Gonçalves Rebello
José Nunes de Almeida Neto
José Alves de Mello Franco
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
99.34%

CENTRAL VUELTA OBLIGADO S.A.

Razón social
Central Vuelta Obligado S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Av. Thomas Edison 2701
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 5533 0200
Capital suscrito y pagado
21.045

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque, y particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica denominada Vuelta de Obligado en cumplimiento del "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos. Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011" suscripto el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.

Actividades que desarrolla
Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado.

Directores titulares
José María Vázquez (Presidente)
Claudio Majul (Vicepresidente)
Roberto José Fagan
Fernando Claudio Antognazza

Directores suplentes
Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Daniel Garrido
Adrian Salvatore

Principales ejecutivos
Leonardo Katz
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
25.25%

ENEL CIEN S.A.

Razón social
ENEL CIEN S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói
Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(55 21) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M$)
58.574.807

Objeto social
La actuación en producción, industrialización, distribución y comercialización de energía eléctrica, inclusive en las actividades de importación y exportación. Para la realización de su objeto, la compañía promoverá el estudio, planificación y construcción de las instalaciones relativas a los sistemas de producción, trasmisión, conversión y distribución de energía eléctrica, realizando y captando las inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que venga a realizar y prestando servicios. Asimismo, podrá la compañía promover la implementación de proyectos asociados, bien como la realización de actividades inherentes, accesoria o complementaria a los servicios y trabajos que viniere a prestar. Para la consecución de sus fines, la compañía podrá participar en otras sociedades.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directorio
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli (Presidente)
Cristine de Magalhães Marcondes (Vicepresidente)
Orestes Lizardo Castañeda Pacheco

Principales ejecutivos
Abel Alves Rochinha (Gerente General)
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Orestes Lizardo Castañeda Pacheco
José Alves Mello Franco
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Margot Frota Cohn Pires

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
99.34%

CHILECTRA INVERSUD S.A.

(Fusionada en Enel Américas S.A. a partir del 1 de enero de 2017)

Razón social
Chilectra Inversud S.A.

RUT
99.573.910-0

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Santa Rosa 76, piso 8
Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M$)
265.306.227

Objeto social
Explotar en el extranjero, por cuenta propia o a través de terceros los negocios de la distribución y venta de energía eléctrica. Asimismo, podrá realizar inversiones en empresas extranjeras, como también efectuar toda clase de inversiones en toda clase de instrumentos mercantiles como abonos, debentures, títulos, crédito, valores mobiliarios negociables u otros documentos financieros o comerciales, todo ello, con miras a la percepción de sus frutos naturales y civiles. Para lo anterior, podrá constituir, modificar, disolver y liquidar sociedades en el extranjero, pudiendo asimismo desarrollar todas las demás actividades que sean complementarias y/o relacionadas con los giros anteriores.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Ramón Castañeda Ponce
Francisco Miqueles Ruz
Gonzalo Vial Vial

Principales ejecutivos
Francisco Miqueles Ruz
Gerente General

Relaciones comerciales
Contrato de prestación de servicios por parte de Enel Américas: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad

de UF por hora de trabajo que personal de Enel Américas destine a los servicios contratados.

Participación de Enel Américas S.A:
(Directa e indirecta)
100%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
3.83%

CHINANGO S.A.C.

Razón social
Chinango S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N° 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M$)
53.052.121

Objeto social
Generación, comercialización
y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar
todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.
Gerente General
Enel Generación Perú S.A.A., representado por Francisco Pérez Thoden Van Velzen

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con S.A. Américas.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
66.88%

CHOCÓN Enel Generación El Chocón S.A

Razón social
Enel Generación El Chocón S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda, España 3301
Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M$)
12.567.188

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Daniel Martini
Fernando Antognazza
Ramiro Alfonsín Balza
Alex Daniel Horacio Valdez
Juan Carlos Nayar
Alberto Eduardo Mousist

Directores suplentes
María Inés Justo
Rodolfo Bettinsoli
María Victoria Ramírez
Sebastian Eduardo Guasco
Fernando Carlos Luis Boggini
Gustavo Alejandro Nagel
Sergio Maschio

Principales ejecutivos
Néstor Srebernic
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
65.32%

CODENSA Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.

Razón social
CODENSA S.A. E.S.P.
NIT: 830.037.248-0

Tipo de sociedad
Sociedad anónima de carácter privado – Empresa de servicios públicos domiciliarios

Dirección
Carrera 13 A No. 93-66
Bogotá D.C, Colombia

Teléfono
(57 1) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M$)
2.999.843

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país relacionado con los servicios públicos. Podrá además participar como socia o accionista en otra empresas de servicios públicos, directamente, o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
David Felipe Acosta Correa
Jose Antonio Vargas Lleras
Lucio Rubio Diaz
Gloria Astrid Álvarez Hernandez
Maria Carolina Castillo Aguilar
Maria Victoria Angulo Gonzalez
Orlando Jose Cabrales Martinez

Directores suplentes
Carlos Mario Restrepo
Leonardo Lopez Vergara
Juan Manuel Pardo Gomez
Ernesto Moreno Restrepo
Eduardo Jose Bernardo Aguirre Monroy
Ivan Darío Gomez Castaño
Vicente Enrique Noero Arango

Principales ejecutivos
David Felipe Acosta Correa
Gerente General
David Felipe Acosta
Gerente de Infraestructura y Redes
Andres Caldas Rico
Gerente Legal y Asuntos Corporativos
Carlos Mario Restrepo
Gerente de Market
Daniele Caprini
Gerente Administración, Finanzas y Control
Maria Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicaciones
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jimenez
Gerente de Regulación y Relaciones Institucionales
Eugenio Belinchon
Gerente de Auditoria
Giorgio De Champdore
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Sistemas
y Telecomunicaciones ICT
Ana Lucia Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Seguridad
Carlo Ferrara
Gerente de Sostenibilidad

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
48,41%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
12.78%

COELCE Compañía Energética Do Ceará S.A.

Razón social
Companhia Energética do Ceará

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Rua Padre Valdevino, 150 - Centro
Fortaleza, Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3453-4082

Capital suscrito y pagado (M$)
114.037.935

Objeto social
La producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, ejecución de servicios correlacionados que les sean concedidos o autorizados y el desarrollo de actividades asociadas a los servicios, bien como la celebración de actos de comercio relativos a esas actividades.
Asimismo, podrá llevar a cabo la realización de estudios, planeamientos, proyectos, construcción y operación de sistemas de producción, transformación, transporte y almacenamiento, distribución y comercio de energía de cualquier origen o naturaleza, en la forma de concesión, autorización y permisos que les fueron otorgados con jurisdicción en el área territorial del Estado de Caerá, y otras áreas definidas por el Poder Concedente. También podrá realizar estudios, proyectos y ejecución de planos y programas de investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables y el estudio, la elaboración y ejecución, en el sector de energía, de planos y programas de desarrollo económico y social en regiones de interés de la comunidad y de la compañía.

Actividad que desarrolla
Distribución y venta de energía eléctrica y servicios afines en el Estado de Ceará, Brasil

Directores titulares
Mário Fernando de Melo Santos (Presidente)
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli (Vicepresidente)
Monica Hodor
Ramón Francisco Castañeda Ponce
Gianluca Caccialupi
Cristine de Magalhães Marcondes
Francisco Honório Pinheiro Alves
Fernando Antonio de Moura Avelino
Fernando Augusto Macedo de Melo
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira

Directores suplentes
José Nunes de Almeida Neto
Maria Eduarda Fischer Alcure
Deborah Meirelles Rosa Brasil
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Tavora Batista
Carlos Ewandro Naegle Moreira
Marcia Massotti de Carvalho
Cesario Macedo de Melo Neto
Nelson Ribas Visconti
Dilma Maria Toledo

Principales ejecutivos
Abel Alves Rochinha (Gerente General)
José Távora Batista
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
José Alves Mello Franco
Margot Frota Cohn Pires
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Márcia Sandra Roque Vieira Silva

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
73.67%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
2.66%

COMPAÑÍA ENERGÉTICA VERACRUZ S.A.C.

Razón social
Compañía Energética Veracruz S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada

Dirección
Calle César López Rojas N° 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M$)
574.678

Objeto social
Desarrollar y operar proyectos hidroeléctricos en cualquier cuenca hidrográfica del Perú.

Actividades que desarrolla
Titular de proyecto hidroeléctrico Veracruz.

Gerente General
Úrsula De La Mata Torres

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
100%

CTM Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Razón social
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M$)
4.209

Objeto social
Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla
Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco
Fernando Boggini
Maurizio Bezzeccheri

Directores suplentes
Fernando Antognazza
Maria Inés Justo
Maria Victoria Ramírez

Principales ejecutivos
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
99.34%

DISTRILEC INVERSORA S.A.

Razón social
Distrilec Inversora S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
San José 140
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M$)
21.276.095

Objeto social
Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades constituidas o a constituirse que tengan por actividad principal la distribución de energía eléctrica o que directa o indirectamente participen en sociedades con dicha actividad principal mediante l a realización de toda clase de actividades financieras y de inversión, salvo a las previstas en leyes de entidades financieras, la compra y venta de títulos públicos y privados, bonos, acciones, obligaciones negociables y otorgamiento de préstamos,
y la colocación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Maurizio Bezzecheri
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
María Inés Justo Borga
Daniel Horacio Martini
Fernando Claudio Antognazza
Gonzalo Peres Moore
Mariano Luis Luchetti
Guillermo Pablo Reca
Jorge Carlos Bledel
Juan Carlos Casas

Directores suplentes
Mónica Diskin
Paula Bossignon
Rodrigo Quesada
Vanesa Carrafiello
Mariana Marine
Andrés Leonardo Vittone
Edgardo Licen
Elena Sozzani
Máximo Reca
Tomás Peres

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas
(Directa e indirecta)
51.50%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.13%

ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A.

Razón social
Enel Generación Perú S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Calle César Lopez Rojas N° 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú (cambio dirección memo 2015)

Capital suscrito y pagado (M$)
554.281.444

Objeto social
En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar asimismo, los actos de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su Objeto Social principal.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Carlos Temboury Molina (Presidente)
Francisco José Pérez Thoden Van Velzen
Rigoberto Novoa Velásquez
Paolo Giovanni Pescarmona
Rocío Pachas Soto
Francisco García Calderón Portugal
Claudio Herzka Buchdahl

Directores suplentes
Guillermo Lozada Pozo
Carlos Rosas Cedillo
Daniel Abramovich Ackerman
Carlos Sedano Tarancón
Úrsula De La Mata Torres
Milagritos Tatiana Lozada Gobea
Ernesto Villanueva Roca

Principales ejecutivos
Francisco Pérez Thoden Van Velzen
Gerente General
Carlos Rosas Cedillo
Gerente de Gestión de Energía y Comercialización
Daniel Abramovich Ackerman
Gerente de Asesoría Legal

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
83.60%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
4.14%

ENEL DISTRIBUCIÓN PERÚ S.A.A.

Razón social
Enel Distribución Perú S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Calle César López Rojas 201 Urb, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(51 1) 561 2001

Capital suscrito y pagado (M$)
105.913.378

Objeto social
Dedicarse a las actividades propias de la prestación del servicio de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. Complementariamente, la sociedad podrá dedicarse a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera de una autorización expresa conforme con la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica

Directorio
Carlos Temboury Molina (Presidente)
Fernando Fort Marie (Vicepresidente)
Mario Ferrai Quiñe
Walter Néstor Sciutto
Paolo Giovanni Pescarmona
Gianluca Caccialupi
Carlos Alberto Solis Pino
José de Bernardis Guglievan

Principales ejecutivos
Gerente General
Walter Néstor Sciutto
Paolo Giovanni Pescarmona
Gerente de Administración, Finanzas & Control
Carlos Alberto Solis Pino
Gerente Comercial
Luis Salem Hone
Gerente Legal
Milagritos Tatiana Lozada Gobea
Gerente de Regulación
Rocío Pachas Soto
Gerente Organización y Recursos Humanos
María Alicia Martínez Venero
Gerente de Comunicaciones

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
75.68%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
1.61%

EDESUR Empresa Distribuidora Sur S.A.

Razón social
Empresa Distribuidora Sur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
San José 140 (1076)
Capital Federal, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M$)
36.136.963

Objeto social
Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Maurizio Bezzeccherl (Presidente)
Mónica Hodor
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Gonzalo Peres Moore
Guillermo P. Reca

Directores suplentes
Gonzalo Manuel Vial Vial (Fiscal de Enel Distribución Chile hasta el 1 de diciembre de 2016)
María Victoria Ramirez
Marcello Coffaro
Rubén Vazquez
Rubén Omar Lopez
Clase B

Directores titulares
Paula Aguiar
Ernesto Pablo Badaraco
Gerardo Marcelo Rogelio Silva Iribarne
María Inés Justo Borga

Directores suplentes
Rodrigo Quesada
Daniel Garrido
Mariana Marine
Mónica Diskin

Principales ejecutivos
Juan Carlos Blanco
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
72.07%

ELÉCTRICA CABO BLANCO S.A.C.

Razón social
Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M$)
9.248.012

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, principalmente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución, transmisión, generación y comercialización de energía eléctrica, Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.
Ejecutivos principales
Manuel Cieza Paredes
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
100%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.43%

EMGESA Emgesa S.A. E.S.P.

Razón social
Emgesa S.A. E.S.P.
NIT
860.063.875-8

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima, de carácter privado, Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios

Dirección
Carrera 11 N°82-76, piso 4
Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (M$)
145.731.804

Objeto social
La empresa tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica y la comercialización de gas combustible, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas con su objeto principal.

Actividades que desarrolla
Generación y comercialización de energía eléctrica y de gas combustible.

Directores titulares
Bruno Riga
Lucio Rubio Diaz
Jose Antonio Vargas Lleras
Gloria Astrid Álvarez Hernandez
Jose Alejandro Herrera Lozano
María Consuelo Araujo Castro
Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

Directores suplentes
Diana Marcela Jimenez Rodriguez
Fernando Javier Gutierrez Medina
Daniele Caprini
Diana Margarita Vivas Munar
Sergio Andrés Gomez Navarro
Richard Ernesto Romero Raad
Andrés Lopez Valderrama

Principales ejecutivos
Bruno Riga Gerente General
Bruno Riga
Gerente Energías Renovables
Marcelo Falcuchi
Gerente Generación Térmica
Andres Caldas Rico
Gerente Legal y Asuntos Corporativos
Fernando Javier Gutierrez Medina
Gerente Gestión de la Energía
Daniele Caprini
Gerente Administración, Finanzas y Control
Maria Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicaciones
Rafael Carbonell Blanco
Gerente de Recursos Humanos y Organización
Diana Marcela Jimenez Rodriguez
Gerente de Regulación y Relaciones Institucionales
Eugenio Belinchon
Gerente de Auditoria
Giorgio De Champdore
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Sistemas y Telecomunicaciones ICT
Ana Lucia Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Seguridad
Carlo Ferrara
Gerente de Sostenibilidad

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
48,48%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
5.92%

EMGESA PANAMÁ, S.A.

Razón social
Emgesa Panamá, S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima que no cotiza en bolsa ni es emisora de valores.

Dirección
Ciudad de Panamá, Panamá

Objeto social
Compra, venta, importación y exportación de electricidad. Adicionalmente, la sociedad podrá dedicarse a la industria y al comercio en general, pudiendo celebrar todas las transacciones, operaciones, negocios, actos y actividades permitidas por las leyes panameñas a las sociedades anónimas.

Actividades que desarrolla
Compra, venta, importación y exportación de electricidad.

Capital suscrito y pagado (M$)
37.558

Directores
Fernando Gutierrez Medina
Leonardo Lopez Vergara
Juan Manuel Pardo
Andres Caldas Rico

Principales ejecutivos
Fernando Gutierrez Medina
Presidente y Representante Legal
Juan Manuel Pardo Gomez
Vicepresidente (Primero)
Leonardo Lopez Vergara (Segundo)
Vicepresidente

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
48.48%

ENEL GENERACION PIURA S.A.

Razón social
Enel Generación Piura S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Calle César López Rojas 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M$)
16.239.426

Objeto social
El objeto principal de la sociedad es dedicarse a la generación de energía eléctrica y de procesamiento de gas natural, de conformidad con lo dispuesto en la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica, venta de gas natural
Directores
Francisco Pérez Thoden van Velzen (Presidente)
Carlos Temboury (Vicepresidente)
Paolo Giovanni Pescarmona
Ejecutivos principales
Francisco Pérez (representante de Enel Generación Perú S.A.A.)
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
96.50%

ENEL ARGENTINA S.A.

Razón social
Enel Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Av. España 3301
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M$)
66.504.682

Objeto social
Realizar inversiones en empresas destinadas a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y su comercialización, así como realizar actividades financieras, con excepción de aquellas reservadas por la ley exclusivamente a los bancos.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vice presidente)
Maria Inés Justo Borga

Directores suplentes
Rodrigo Quesada
Mariana Cecilia Mariné
María Victoria Ramírez

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A:
(Directa e indirecta)
99,88%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
2.79%

ENEL SOLUÇÕES S.A.

Razón social
ENEL SOLUÇÕES S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada constituida de acuerdo a las leyes de la Republica Federativa de Brasil.

Dirección
Praça Leoni Ramos nº 01
Parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono
(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M$)
2.163.355

Objeto social
La sociedad tiene como objeto participar del capital social de otras sociedades, en Brasil o en el exterior, la producción, industrialización, montaje y el comercio en general, incluso importación y exportación, para comercialización propia o por terceros de diversos productos, y la prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Actividades que desarrolla
Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Sociedad sin concejo de administración (Directorio)

Principales ejecutivos
Marcus Oliver Rissel
Claudio Manuel Rivera Moya

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(directa e indirecta)
99.34%

ENEL BRASIL S.A.

Razón social
Enel Brasil S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N°1, 7° andar, bloco 2
Parte, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M$)
287.284.756

Objeto social
La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico o sector de gas, incluyendo sociedades comerciales o de prestación de servicios a empresas actuantes en dichos sectores, en Brasil o el exterior; la prestación de servicios de transmisión, distribución, generación o comercialización de energía eléctrica y actividades afines, así como la importación, exportación y comercialización de gas natural en cualquier estado físico para uso propio o de tercero; y la participación, individualmente o por medio de joint venture, sociedad, consorcio u otras formas similares de asociación, en licitaciones, proyectos y emprendimientos para ejecución de los servicios y actividades mencionadas anteriormente.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Luca D'Agnese (Vicepresidente) (Gerente General de Enel Américas S.A.)
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Anna Brogi

Principales ejecutivos
Carlo Federico Vladimir Il'ic Zorzoli (Gerente General)
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Antonio Basilio Pires de Carvalho E Albuquerque
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Alves de Mello Franco
José Nunes de Almeida Neto
Janaina Savino Vilella Carro
Flávia da Silva Baraúna
Margot Frota Cohn Pires
Márcia Massotti de Carvalho
Gabriel Maluly Neto
Manuel Ricardo Soto Retamal
Guilherme Gomes Lencastre
Matteo de Zan
Cristine de Magalhães Marcondes
André Osvaldo dos Santos

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
99.34%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
27.72%

ENEL TRADING ARGENTINA S.R.L.

Razón social
Enel Trading Argentina S.R.L.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

Dirección
San José 140, piso 6, CABA
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4124-1600

Capital suscrito y pagado (M$)
589.755

Objeto social
La compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo la importación y exportación de potencia y energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados, tanto en el país como en el extranjero de servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones.
Asimismo podrá efectuar transacciones de compraventa o compra y venta de gas natural, y/o de su transporte, incluyendo la importación y/o exportación de gas natural y/o la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados.
Efectuar actividades comerciales y transacciones de compraventa o compra y venta de combustibles líquidos y petróleo crudo, y/o lubricantes y/o de transporte de dichos elementos, incluyendo la importación y/o exportación de combustibles líquidos y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados.

Actividades que desarrolla
Comercializadora de energía eléctrica, gas y derivados. Servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones.

Gerentes titulares
Maurizio Bezzeccheri
Gaetano Salierno

Gerentes suplentes
María Inés Justo Borga
Fernando Carlos Luis Boggini

Principales ejecutivos
Fernando C, Antognazza
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
99.95%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.05%

ENEL GENERACIÓN COSTANERA S.A.

Razón social
Enel Generación Costanera S.A..

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda, España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M$)
30.569.739

Objeto social
El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
Daniel Martini
Ramiro Alfonsín Balza
María Inés Justo
César Fernando Amuchástegui
Matías Maria Brea

Directores suplentes
Fernando Carlos Luis Boggini
Rodolfo Silvio Bettinsoli
María Victoria Ramírez
Rodrigo Quesada
Fernando Claudio Antognazza
Mariana Mariné
Mónica Diskin
Juan Donini

Principales ejecutivos
Roberto José Fagan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
75.59%

ENEL GREEN POWER MODELO I EÓLICA S.A.

Razón social
Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 5º andar, bloco 2
Niterói, RJ, Brasil

Capital suscrito y pagado (M$)
35.961

Objeto social
La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.
Administración
Newton Souza de Moraes
André Bruno Santos Gordon Afonso
Márcio Teixeira Trannin

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
0.97%

ENEL GREEN POWER MODELO II EÓLICA S.A.

Razón social
Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 5º andar, bloco 2
Niterói, RJ, Brasil, CEP: 24.210-205

Objeto social
La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M$)
30.824

Administración
Newton Souza de Moraes
André Bruno Santos Gordon Afonso
Márcio Teixeira Trannin

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
0.97%

EÓLICA FAZENDA NOVA

Razón social
Eólica Fazenda Nova o Geraçãoa e Comercialização de Energia S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Rua Felipe Camarão, nº 507, sala 104
Ciudad de Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado M$
377.902

Objeto social
La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, Asimismo, participación en otras sociedades como socia, accionista, o cuotista e importación de máquinas y equipamientos para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de matriz eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Administración
Márcio Teixeira Trannin (Gerente General)
Leonardo Soares Walter

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
99.29%

GENERALIMA S.A.C.

Razón social
Generalima S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas 201, Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M$)
29.178.809

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución, transmisión y generación de energía eléctrica. Desarrollar ingeniería para la construcción de plantas de energía eléctrica; realizar actividades de suministro, montaje y puesta en marcha de equipos, instalaciones y/o servicios para la producción de energía eléctrica. Además, podrá realizar cualquier otra actividad vinculada al sector energético y aguas. Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Ejecutivos principales
Úrsula de la Mata Torres
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
100%- Sin variación

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.32%

GENERANDES PERÚ S.A.

Razón social
Generandes Perú S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Calle César Lopez Rojas 201 N° 201, Urb.
Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(511) 215 6300

Capital suscrito y pagado
326.609.152

Objeto social
La sociedad tiene como objeto efectuar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, directamente y/o a través de sociedades constituidas con ese fin.
Actividades que desarrolla:
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Carlos Temboury Molina (Presidente)
Francisco José Pérez Thoden Van Velzen
Paolo Giovanni Pescarmona

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas.

Participación de Enel Américas
(Directa e indirecta)
100%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
7.53%

HIDROINVEST S.A.

Razón social
Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda, España 3301
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M$)
2.328.042

Objeto social
Adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica Alicura S.A. y/o en Hidroeléctrica El Chocón S.A. y/o Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. ("las sociedades concesionarias") creadas por decreto del Poder Ejecutivo Nacional 287/93 y administrar dichas inversiones.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Mauricio Bezzeccheri (Presidente)
Gaetano Salierno (Vicepresidente)
María Inés Justo

Directores suplentes
Fernando Claudio Antognazza
Rodrigo Quesada

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
41,9411% (directa e indirecta)
96.03% archivo

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
0.57%

INGENDESA DO BRASIL Ltda.

(En liquidación)

Razón social
Ingendesa do Brasil Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada

Domicilio
Praça Leoni Ramos, Nº 1
Parte, São Domingos
Niterói - RJ, Brasil

Capital suscrito y pagado (M$)
102.746

Objeto social
Comprende la prestación de servicios de ingeniería, estudios, proyectos, consultoría técnica, administración, fiscalización y supervisión de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de pericia, representación comercial de empresas de ingeniería nacionales y extranjeras, así como los demás servicios que las facultades legales permitan en la práctica de las profesiones de ingeniería, arquitectura, agronomía, geología y meteorología, en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla
Servicios de ingeniería.

Apoderado
Bruno César Vasconcelos

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

INVERSIONES DISTRILIMA S.A.C.

Razón social
Inversiones Distrilima S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Calle César López Rojas 201,
Urb. Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(511) 561 1604

Capital suscrito y pagado (M$)
144.634.754

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica. Para realizar su objeto social y practicar las actividades vinculadas a él la sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas, Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores
La Junta General de accionistas del 29/03/2011 acordó el cambio de denominación social, de la Sociedad Anónima a Sociedad Anónima cerrada sin directorio.

Principales ejecutivos
Carlos Temboury Molina
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
100%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
2.45%

INVERSORA CODENSA S.A.S.

Razón social
Inversora Codensa S.A.S.

Tipo de sociedad
Sociedad por acciones simplificada

Dirección
Carrera 11 N°82-76, Piso 4
Bogotá, Colombia

Teléfono
(571) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M$)
1.112

Objeto social
Inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos de energía, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en empresas de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Principales ejecutivos
David Felipe Acosta Correa
Gerente
Leonardo Lopez Vergara
Primer Suplente del Gerente
Juan Manuel Pardo Gómez
Segundo Suplente del Gerente

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
48,41%

INVERSORA DOCK SUD S.A.

Razón social
Inversora Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anonima Cerrada

Dirección
Avenida Debenedetti 1636 Dock Sud Avellaneda

Teléfono
4229-1000

Capital suscrito y pagado (M$)
33.634.105

Objeto social
La Sociedad tiene por objeto participar en empresas de cualquier naturaleza mediante la creación de sociedades por acciones, uniones transitorias de empresas, agrupaciones de colaboración, joint venture, consorcios y cualquier otra forma de asociacion y en general la compra, venta y negociación de títulos, acciones y toda otra clase de valores mobiliarios y papeles de crédito en cualquiera de los sistemas o modalidades creados o a crearse.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Mauricio Bezzeccheri
Gaetano Salierno
Hector Martin Mandarano
Raul Angel Rodriguez
Mónica Analía Ciacciarelli
Antonio Ascione

Directores suplentes
Danierl Martini
Maria Ines Justo Borga
Fernando Claudio Antognazza
Javier Pastos Vivas
Patricio Da Re

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A. (directa e indirecta)
57,14%

Proporción de la inversión en activos de Enel Américas S.A.
0.21%

SACME S.A.

Razón social
Sacme S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avda, España 3251
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4361 5107
Capital suscrito y pagado ($Argentinos)
1.569

Objeto social
Efectuar la conducción, supervisión y control de la operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires y las interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), Representar a las Sociedades Distribuidora Edenor S.A. y Edesur S.A. , en la gestión operativa ante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En general, efectuar todo tipo de acciones que le permitan desarrollar adecuadamente su gestión, en virtud de constituirse a estos efectos por las sociedades concesionarias de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Capital Federal y Gran Buenos Aires, en todo de acuerdo con lo dispuesto en el Concurso Público Internacional para la venta de acciones Clase A de Edenor S.A. y Edesur S.A. y la normativa aplicada.

Actividades que desarrolla
Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.

Directores titulares
Roberto De Antoni
Leandro Ostuni
Daniel Flaks
Eduardo Maggi

Directores suplentes
Fabio Canosa
Leonardo Lintura
Alberto Rica
José Luis Marinelli

Principales ejecutivos
Francisco Cerar
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
36.04%

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA S.A.

Razón social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Carrera 13 A No. 93-,66, piso 2
Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (M$)
1.290

Objeto social
La Sociedad tendrá como objeto principal la siguiente actividad: La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados, su administración y operación, el desarrollo y explotación de puertos multipropósito, conforme a la ley, entre otros.

Directores titulares
Bruno Riga
Leonardo Lopez Vergara
Juan Manuel Pardo

Directores suplentes
Fernando Javier Gutierrez Medina
Alba Lucia Salcedo
Luis Fernando Salamanca

Principales ejecutivos
Fernando Gutierrez Medina
Gerente General
Bruno Riga
Primer Suplente del Gerente General
Oswaldo Rafael Novoa Arroyo
Segundo Suplente del Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
48,41%

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN S.A.

Razón social:
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de sociedad:
Sociedad Anónima

Dirección:
Elvia Rawson de Dellepiane 150, piso 9, Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono:
(54 11) 4117-1011/1041

Capital suscrito y pagado (M$):
35.877 21.045

Objeto social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica. Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)

Directores titulares:
José María Vazquez
Claudio O. Majul
Roberto Fagan
Fernando Claudio Antognazza
Patricio Testorelli (Renunció)
Martín Genesio
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Directores suplentes:
Adrián Gustavo Salvatore
Leonardo Pablo Katz
María Inés Justo
Fernando Carlos Luis Boggini

Iván Durontó
Emiliano Chaparro
Luís Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Rodrigo García

Principales ejecutivos
Ricardo Arakaki
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(directa e indirecta)
16.91%

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO S.A.

Razón social
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima
Domicilio
Suipacha 268, piso 12
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 3 221 7950

Capital suscrito y pagado (M$)
21.045

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución SE Nº 1427/2004", aprobado mediante la Resolución SE Nº 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento construcción, operación y mantenimiento de una central térmica) Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
Martín Genesio
Emiliano Chaparro
Adrián Gustavo Salvatore
José María Vásquez
Fernando Claudio Antognazza
Roberto José Fagan
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Directores suplentes
Rodrigo Leonardo García
María Inés Justo
Fernando Carlos Luis Boggini
Leonardo Marinaro
Leonardo Pablo Katz
Guillermo Giraudo
Julián Mc Loughlin
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez

Principales ejecutivos
Gabriel Omar Ures
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
16.91%

TESA

Razón social
Transportadora de Energía S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11
Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono
(5411) 4394 1161

Capital suscrito y pagado (M$)
4.209

Objeto social
Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional, y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla
Transmisión de energía eléctrica.

Directores titulares
Juan Carlos Blanco (Vicepresidente)
Fernando Boggini
Maurizio Bezzeccheri (Presidente)

Directores suplentes
Fernando Antognazza
Maria Inés Justo
Maria Victoria Ramírez

Principales ejecutivos
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A.
(Directa e indirecta)
99.34%

YACYLEC S.A.

Razón social
Yacylec S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11°;
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4587 4322/4585

Capital suscrito y pagado (M$)
841.786

Objeto social
Construcción, operación y mantenimiento de la primera vinculación eléctrica entre la Central Hidroeléctrica Yacyretá y la Estación Transformadora de Resistencia y prestación del servicio de transporte de electricidad, incluyendo la explotación por concesión bajo la modalidad de transportista independiente.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directores titulares
Gaetano Salierno (Presidente)
Maurizio Bezzeccheri
Maria Inés Justo
Gerardo Ferreyra
Osvaldo Acosta
Guillermo Díaz
Eduardo Albarracín
Miguel Angel Sosa
Luis Juan B. Piatti
Juan Manuel Pereyra
Sandro Ariel Rollan
Marisa Varela
Jorge Neira Toba

Directores suplentes
Carlos Bergoglio
Maria Inés Justo
Fernando Antognazza
Gianfranco Catrini
Massimo Villa
Roberto Leonardo Maffioli
Darío Ballaré
Fernando Boggini
Robert Ortega
Alberto E. Verra
Ejecutivos principales
Sandro Ariel Rollan
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enel Américas S.A.

Participación de Enel Américas S.A:
(Directa e indirecta)
22.22%

Proporción sobre Activo de Enel Américas S.A.
0.02%

Notas:

1. No hay actos o contratos celebrados por Enel Américas con sus subsidiarias o asociadas que influyan significativamente en sus operaciones y resultados.
2. En cuanto a relaciones comerciales, la vinculación futura proyectada con subsidiarias o asociadas se enmarca en el objeto social de la compañía, en especial prestar a sus empresas filiales o coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales, de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño, sin perjuicio de lo cual, no se prevé que ninguna de estas vinculaciones futuras influya significativamente en las operaciones

NEW YORK
Welcome to
enel
#EnelOpenPower

STOCK EXCHANGE
#EnelOpenPower
ENIA
LISTED
NYSE
#EnelOpenPower
enel
#EnelOpenPower

enel

Declaración de Responsabilidad

9 : 36 : AM 47

Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Enel Américas S.A., antes denominada Enersis Américas S.A., y el Gerente General, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda lainformación proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de CarácterGeneral N°30, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros.

PRESIDENTE
Francisco de Borja Acha Besga
DNI: 05263174-S

VICEPRESIDENTE
José Antonio Vargas Lleras
Cédula de ciudadanía: 79.312.642

DIRECTOR
Enrico Viale
DNI: AU 2580379

DIRECTOR
Livio Gallo
DNI: AV 0246369

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Rut: 4.132.185-7

DIRECTOR
Domingo Cruzat Amunaegui
Rut: 6.989.304-K

DIRECTOR
Patricio Gomez Sabiani
Pasaporte: 16941675N

GERENTE GENERAL
Luca D'Agnese
Rut: 24.910.349-7

Estados Financieros

Informe de los Auditores Independientes

EY Audit SpA
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Enel Américas S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Américas S.A. y afiliadas, 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. Para los estados financieros al 31 de diciembre de 2015, no auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 7,4% de los activos totales consolidados, y de ingresos de actividades ordinarias que constituyen un 5,5% de los ingresos de actividades ordinarias totales consolidadas por el año terminado en esa fecha. Adicionalmente, tampoco auditamos los estados financieros de ciertas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, por las cuales se presentan activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que constituyen un 28,1% de los activos totales al 31 de diciembre de 2015, y una ganancia procedente de operaciones discontinuadas que constituyen un 38,9% de la ganancia total consolidada por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos en dichas sociedades filiales, asociadas y negocios conjuntos, se basa únicamente en los informes emitidos por esos otros 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.

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

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

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorias y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Américas S.A. y afiliadas 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.

Emir Rahil A.

EY Audit SpA

Santiago, 24 de febrero de 2017

Enel Américas S.A.

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 28 *de Abril de 2016*, hemos procedido a examinar los Estados Financieros de Enel Américas S.A., por el ejercicio 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.

Waldo Gómez Santiago
Inspector de Cuenta

Luís Bone Solano
Inspector de Cuenta

Santiago, 22 de febrero de 2017.

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado

al 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.800.510.297	1.185.163.344
Otros activos financieros corrientes	8	91.219.605	68.262.446
Otros activos no financieros corrientes		96.025.225	101.989.057
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	1.030.219.227	1.088.131.567
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corrientes	10	30.541.199	3.566.930
Inventarios corrientes	11	66.410.049	95.057.897
Activos por impuestos corrientes	12	82.325.259	47.454.588
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**3.197.250.861**	**2.589.625.829**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	5		5.323.935.881
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**3.197.250.861**	**7.913.561.710**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	689.092.438	489.528.204
Otros activos no financieros no corrientes		72.575.180	77.562.708
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	359.647.596	398.695.864
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	240.677	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	1.184.961	30.960.445
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	1.211.846.744	981.399.272
Plusvalía	15	478.509.122	444.199.047
Propiedades, planta y equipo	16	5.150.337.059	5.003.566.633
Activos por impuestos diferidos	17	120.870.868	109.325.023
ACTIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**8.084.304.645**	**7.535.592.681**
TOTAL DE ACTIVOS		**11.281.555.506**	**15.449.154.391**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	18	504.684.363	687.873.508
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	21	1.655.340.875	1.452.824.207
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	111.704.039	109.897.508
Otras provisiones corrientes	22	120.013.445	127.299.176
Pasivos por impuestos corrientes	12	134.876.333	142.607.960
Otros pasivos no financieros corrientes		32.171.299	39.226.339
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**2.558.790.354**	**2.559.728.698**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5	-	1.945.652.102
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**2.558.790.354**	**4.505.380.800**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	18	2.396.753.894	1.847.296.592
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	21	342.774.881	283.544.254
Otras provisiones no corrientes	22	233.279.486	183.848.284
Pasivo por impuestos diferidos	17	220.629.657	231.904.615
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	23	228.525.324	187.270.474
Otros pasivos no financieros no corrientes		25.553.337	20.100.992
PASIVOS NO CORRIENTES TOTALES		**3.447.516.579**	**2.753.965.211**
TOTAL PASIVOS		**6.006.306.933**	**7.259.346.011**
PATRIMONIO			
Capital emitido	24.1	4.621.809.178	5.804.447.986
Acciones propias en cartera	24.1	(94.046.713)	-
Ganancias acumuladas		2.143.057.158	3.380.661.523
Otras reservas	24.5	(2.520.350.733)	(3.158.960.224)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**4.150.468.890**	**6.026.149.285**
Participaciones no controladoras	24.6	**1.124.779.683**	**2.163.659.095**
PATRIMONIO TOTAL		**5.275.248.573**	**8.189.808.380**
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		**11.281.555.506**	**15.449.154.391**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

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 CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre 2016 (*) M$	2015(*) M$
Ingresos de actividades ordinarias	25	4.768.125.691	4.667.645.310
Otros ingresos, por naturaleza	25	429.160.279	633.794.268
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**5.197.285.970**	**5.301.439.578**
Materias primas y consumibles utilizados	26	(2.645.098.805)	(2.777.201.512)
Margen de Contribución		**2.552.187.165**	**2.524.238.066**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	67.246.385	67.101.269
Gastos por beneficios a los empleados	27	(423.364.098)	(487.698.147)
Gasto por depreciación y amortización	28	(319.999.041)	(320.542.197)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	28	(106.214.656)	(39.811.756)
Otros gastos por naturaleza	29	(552.700.730)	(488.528.749)
Resultado de Explotación		**1.217.155.025**	**1.254.758.486**
Otras ganancias (pérdidas)	30	8.209.483	(6.566.225)
Ingresos financieros	31	186.937.514	294.770.272
Costos financieros	31	(522.800.993)	(385.455.340)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	1.830.147	3.332.971
Diferencias de cambio	32	39.850.562	128.238.047
Resultado por unidades de reajuste	32	(698.141)	(9.266.040)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**930.483.597**	**1.279.812.171**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	17	(359.368.522)	(523.663.212)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**571.115.075**	**756.148.959**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	5.1.II.iii	115.130.387	388.320.526
GANANCIA (PÉRDIDA)		**686.245.462**	**1.144.469.485**
Ganancia (pérdida) atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		383.059.534	661.586.917
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	24.6	303.185.928	482.882.568
GANANCIA (PÉRDIDA)		**686.245.462**	**1.144.469.485**
Ganancia por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	6,13	8,35
Ganancia (pérdidas por acción básica en operaciones discontinuadas	$ / acción	1,57	5,13
Ganancia (pérdida) por acción básica	$ / acción	7,70	13,48
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		49.768.783.340	49.092.772.762
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	$ / acción	6,13	8,35
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	$ / acción	1,57	5,13
Ganancias (pérdida) diluida por acción	$ / acción	7,70	13,48
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación		49.768.783.340	49.092.772.762

(*) Resultados de las operaciones en Chile presentados como operaciones discontinuadas (ver Nota 5.1) y otros resultados integrales (ver Nota 5.1)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

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 CONSOLIDADOS	Nota	enero - diciembre 2016(*) M$	2015 (*) M$
Ganancia (Pérdida)		**686.245.462**	**1.144.469.485**
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	23.2.b	(19.879.558)	(19.027.368)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		**(19.879.558)**	**(19.027.368)**
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio por conversión		145.304.104	(644.537.672)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		659.734	(442.864)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		(14.086.364)	(552.420)
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		14.896.221	(155.456.845)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		4.531.325	17.215.453
Otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		**151.305.020**	**(783.774.348)**
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		**131.425.462**	**(802.801.716)**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		6.486.162	6.018.363
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		**6.486.162**	**6.018.363**
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo			
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		(4.608.636)	36.399.000
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		-	(291)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo		**(4.608.636)**	**36.398.709**
Total Otro resultado integral		**133.302.988**	**(760.384.644)**
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**819.548.450**	**384.084.841**
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		533.275.016	145.175.235
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		286.273.434	238.909.606
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**819.548.450**	**384.084.841**

(*) Resultados de las operaciones en Chile presentados como operaciones discontinuadas y otros resultados integrales (ver Nota 5.1)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	Capital emitido	Acciones propias en cartera	Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2016	5.804.447.986	-	(418.992.914)	(9.826.557)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			158.607.583	2.179.035	(8.941.891)
Resultado integral					
Dividendos					
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(2.229.108.976)				
Incremento (disminución) por otros cambios	1.046.470.168	-	-	-	8.941.891
Incremento (disminución) por transacciones de acciones en cartera		(94.046.713)			
Total de cambios en patrimonio	(1.182.638.808)	(94.046.713)	158.607.583	2.179.035	-
Saldo Final al 31/12/2016	**4.621.809.178**	**(94.046.713)**	**(260.385.331)**	**(7.647.522)**	**-**

Estado de Cambios en el Patrimonio Consolidado	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
Saldo Inicial al 01/01/2015	5.804.447.986	-	35.154.874	(69.404.677)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(442.819.275)	(60.939.077)	(12.152.091)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	(11.328.513)	120.517.197	12.152.091
Total de cambios en patrimonio	-	-	(454.147.788)	59.578.120	-
Saldo Final al 31/12/2015	**5.804.447.986**	**-**	**(418.992.914)**	**(9.826.557)**	**-**

(1) Ver nota 5.1.II. ii)

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

	Cambios en Otras Reservas						
Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición 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 (1)	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
(167.739)	(2.628.536.018)	(101.436.996)	(3.158.960.224)	3.380.661.523	6.026.149.285	2.163.659.095	8.189.808.380
				383.059.534	383.059.534	303.185.928	686.245.462
319.842	(127.887)	(1.821.200)	150.215.482		150.215.482	(16.912.494)	133.302.988
					533.275.016	286.273.434	819.548.450
				(196.867.561)	(196.867.561)	(190.520.285)	(387.387.846)
	915.743.914	103.258.196	1.019.002.110	(1.414.854.447)	(2.624.961.313)	(639.795.698)	(3.264.757.011)
-	(539.549.992)	-	(530.608.101)	(8.941.891)	506.920.176	(494.836.863)	12.083.313
					(94.046.713)		(94.046.713)
319.842	376.066.035	101.436.996	638.609.491	(1.237.604.365)	(1.875.680.395)	(1.038.879.412)	(2.914.559.807)
152.103	**(2.252.469.983)**	**-**	**(2.520.350.733)**	**2.143.057.158**	**4.150.468.890**	**1.124.779.683**	**5.275.248.573**

	Cambios en Otras Reservas						
Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición 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 (1)	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio
14.046	(2.619.970.627)		(2.654.206.384)	3.051.734.445	6.201.976.047	2.077.242.699	8.279.218.746
				661.586.917	661.586.917	482.882.568	1.144.469.485
(166.950)	(334.289)	-	(516.411.682)		(516.411.682)	(243.972.962)	(760.384.644)
					145.175.235	238.909.606	384.084.841
				(320.507.748)	(320.507.748)	(151.308.255)	(471.816.003)
(14.835)	(8.231.102)	(101.436.996)	11.657.842	(12.152.091)	(494.249)	(1.184.955)	(1.679.204)
(181.785)	(8.565.391)	(101.436.996)	(504.753.840)	328.927.078	(175.826.762)	86.416.396	(89.410.366)
(167.739)	**(2.628.536.018)**	**(101.436.996)**	**(3.158.960.224)**	**3.380.661.523**	**6.026.149.285**	**2.163.659.095**	**8.189.808.380**

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado 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$	enero - diciembre 2015 M$
Flujo de efectivos 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		7.115.644.913	8.983.646.820
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		33.855.586	40.395.210
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		11.554.520	24.800.978
Otros cobros por actividades de operación		406.066.541	593.726.467
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(3.385.083.048)	(4.875.217.622)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(459.014.411)	(554.559.784)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(8.984.406)	(14.484.698)
Otros pagos por actividades de operación	7.f	(1.564.758.074)	(1.572.807.177)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(377.099.387)	(451.694.741)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(59.942.762)	(250.354.851)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**1.712.239.472**	**1.923.450.602**
Flujo de efectivo procedente de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.d	-	6.639.653
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios		(3.004)	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		507.884.254	395.810.811
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(498.511.704)	(353.112.647)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		-	(2.550.000)
Préstamos a entidades relacionadas		(23.139.778)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		69.660.900	49.916
Compras de propiedades, planta y equipo		(557.243.206)	(1.090.624.099)
Compras de activos intangibles		(274.461.262)	(271.937.266)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		-	1.729.727
Compras de otros activos a largo plazo		-	-
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(5.877.542)	(6.888.344)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		7.446.742	17.266.466
Cobros a entidades relacionadas		171.001.337	-
Dividendos recibidos		1.183.497	11.313.451
Intereses recibidos		85.494.100	58.724.646
Otras entradas (salidas) de efectivo		19.594.150	18.278.638
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(496.971.516)**	**(1.215.299.048)**

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	enero - diciembre 2016 M$	enero - diciembre 2015 M$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		-	(2.374.346)
Pagos por adquirir o rescatar las acciones de la entidad		(94.046.713)	-
Total importes procedentes de préstamos		**1.066.820.517**	**475.558.223**
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		913.506.531	105.645.839
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		153.313.986	369.912.384
Préstamos de entidades relacionadas		72.355.078	-
Pagos de préstamos		(699.474.041)	(614.937.402)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(20.851.905)	(19.737.180)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(71.836.483)	-
Dividendos pagados		(431.317.234)	(612.045.894)
Intereses pagados		(243.555.814)	(266.756.065)
Otras entradas (salidas) de efectivo	7.e	(317.744.798)	(19.921.715)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(739.651.393)**	**(1.060.214.379)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**475.616.563**	**(352.062.825)**
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		(4.531.455)	(23.287.179)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**471.085.108**	**(375.350.004)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7.c	1.329.425.189	1.704.775.193
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	7.c	**1.800.510.297**	**1.329.425.189**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados Financieros Consolidados

correspondientes a los Ejercicios Terminados al 31 de Diciembre de 2016 y 2015 (en Miles de Pesos)

1. Actividad y Estados Financieros del Grupo

Enel Américas (Ex - Enersis Américas S.A.) (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enel Américas (en adelante, "Enel Américas" o el "Grupo").

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

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

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

La dotación del Grupo alcanzó los 10.324 trabajadores al 31 de diciembre de 2016. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2016 fue de 10.350 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica ver Nota 34.

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

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

Los estados financieros consolidados de Enel Américas correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2016, y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas, celebrada con fecha 28 de abril de 2016, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

2. Bases de presentación de los estados financieros consolidados

2.1 Principios contables

Los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2016, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 24 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 Américas y sus filiales 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 en esas fechas.

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

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

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional de la Sociedad Matriz 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 periodos 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
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 Américas y filiales.

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

El impacto real de la adopción de NIIF 9 en los estados financieros consolidados del Grupo en 2018 no se conoce aún y no puede estimarse de forma fiable, ya que dependerá de los instrumentos financieros que el Grupo posea y de las condiciones económicas en la fecha de su adopción, así como de las elecciones y juicios contables que se realicen durante el 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

designación inicial a valor razonable con cambios en resultados. En este caso, los cambios en el valor razonable originados por la variación del "riesgo de crédito propio" se registran en otro resultado integral.

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

ii) Deterioro

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

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

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

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

iii) Contabilidad de cobertura

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

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

El Grupo considera que todas las relaciones de cobertura existentes actualmente, y que han sido designadas como coberturas eficaces, seguirán siendo aptas para la contabilidad de cobertura de acuerdo con NIIF 9. Enel Américas 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 2015 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 o el método del efecto acumulado. Se permite la adopción anticipada. El Grupo preliminarmente estima que en la fecha de aplicación obligatoria aplicará el método del efecto acumulado. Como resultado, el Grupo aplicará la NIIF 15 de forma retroactiva sólo a contratos vigentes en la fecha de aplicación inicial, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas del 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 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 periodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2019. La adopción anticipada está permitida para las compañías que aplican la NIIF 15 antes de la fecha de aplicación inicial de NIIF 16. El grupo no tiene previsto adoptar la norma anticipadamente.

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

i) Contabilidad del arrendatario: la NIIF 16 requiere que los arrendatarios contabilicen todos los arrendamientos bajo un único modelo, similar a la contabilización de arrendamientos financieros bajo la NIC 17. Esto es, en la fecha de inicio de un contrato de arrendamiento, el arrendatario reconocerá un activo por el derecho de uso del bien y un pasivo por las cuotas futuras a pagar. La norma incluye dos exenciones de reconocimiento voluntarias para los arrendamientos de bajo valor y arrendamientos de corto plazo.

ii) Contabilidad del arrendador: no se modifica sustancialmente respecto al modelo vigente de la NIC 17. El arrendador continuará clasificando los arrendamientos bajo los mismos principios de la norma actual, como arrendamientos operativos o financieros.

El Grupo está actualmente realizando una evaluación inicial del impacto potencial de NIIF 16 en los estados financieros consolidados. El efecto cuantitativo dependerá, entre otras cosas, del método de transición elegido, de en qué medida el Grupo utilice las soluciones prácticas y las exenciones de reconocimiento, y de cualquier arrendamiento adicional que el Grupo celebre en el futuro. Enel Américas espera revelar su método de transición e información cuantitativa antes de la fecha de adopción.

Interpretaciones, Mejoras y Enmiendas	**Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:**
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada *Esta interpretación se refiere al 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 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
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.*	Por determinar

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 Américas y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas

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

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

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

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 Acuerdos de Concesión de Servicios (ver Nota 3.c.1).

- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.d).

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.d).

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.l.1 y 23).

- 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 20).

- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.

- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver Anexo 6.2).

- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).

- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).

- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, y otras estimaciones que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.o).

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

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

2.4 Sociedades filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enel Américas, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presenten 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 Américas tiene poder sobre sus filiales cuando posee la mayoría de los derechos de voto sustantivos, o sin darse esta situación, posee derechos que le otorgan la capacidad presente de dirigir sus actividades relevantes, es decir, las actividades que afectan de forma significativas los rendimientos de la filial.

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

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

En el Anexo N° 1 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades que componen el Grupo Enel Américas", 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 5.1, se ha producido la baja de la totalidad de las sociedades que formaban parte del negocio de generación y distribución en Chile, las cuales se detallan en el Anexo N° 2. El impacto de esta operación sobre los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 se detalla en la Nota 5.1.

El 1 de octubre de 2016, se perfeccionó la fusión por absorción de nuestra filial colombiana Codensa S.A. E.S.P., la entidad absorbente, con Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P. y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. E.S.P., las entidades absorbidas, que hasta esa fecha tenían la consideración de negocios conjuntos. El impacto de esta transacción en los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2016 se detalla en la Nota 6.

2.4.2 Sociedades consolidadas con participación económica inferior al 50%

Aunque el Grupo posee menos del 50% de participación económica en las sociedades Codensa S.A. ESP. ("Codensa") y Emgesa S.A. E.S.P. ("Emgesa") en Colombia, en concreto 48,40% y 37,73% respectivamente, estas compañías tienen la consideración de "sociedades filiales" ya que Enel Américas, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. A este respecto el Grupo posee un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.5 Entidades asociadas

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

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

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

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

2.6 Acuerdos conjuntos

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

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

- Negocio conjunto: acuerdo mediante el cual las partes que ejercen el control conjunto tienen derecho a los activos netos de la entidad. Los negocios conjuntos se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la nota 3.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 Américas actualmente no posee acuerdos conjuntos que califiquen como una operación conjunta.

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

2.7 Principios de consolidación y combinaciones de negocio

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

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

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

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

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.

3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
    a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.

    b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
    c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
    d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).

4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

3. Criterios Contables Aplicados

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

a) Propiedades, planta y equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media ponderada de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión (ver Nota 16.b.1).

- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso (ver Nota 16.b.2)

- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	10 – 85
Planta y equipos	10 – 90
Equipamiento de tecnología de la información	3 – 15
Instalaciones fijas y accesorios	5 – 75
Vehículos de motor	5 – 20

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

	Intervalo de años de vida útil estimada
Plantas y equipos de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	10 – 90
Equipo electromecánico	10 – 80
Centrales de Carbón/Fuel	10 – 40
Centrales Ciclo Combinado	10 – 50
Plantas y equipos de distribución:	
Red de alta tensión	15 – 50
Red de baja y media tensión	30 – 50
Equipos de medida y telecontrol	10 – 30
Subestaciones primarias	20 – 40

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

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

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	71 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	7 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	71 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	71 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	11 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	15 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	3 años
Compañía de Interconexión Energética S.A CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	5 años

En la medida en que el Grupo reconoce los activos como Propiedades, plantas y equipos, éstos se amortizan durante el período menor entre la vida económica o plazo concesional, cuando el beneficio económico del activo se limita a su uso durante el periodo de concesión.

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

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

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

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

b) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre 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 periodo (ver Nota 3.d).

c) Activos intangibles distintos de la plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de 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 periodo y se determinan como la diferencia entre el valor de venta y el valor neto contable del activo.

c.1) Concesiones

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

a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y

b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

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

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

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

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

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible.

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

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

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

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

c.2) Gastos de investigación y desarrollo

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

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

c.3) Otros activos intangibles

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

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

d) Deterioro del valor de los activos no financieros

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

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

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

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

En general, estas proyecciones cubren los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, fueron las que a continuación se detallan:

		Tasas de crecimiento (g)	
País	**Moneda**	**31-12-2016 (*)**	**31-12-2015**
Argentina	Peso argentino	11,1% - 11,1%	11,1%
Brasil	Real	4,6% - 5,9%	4,1% - 5,6%
Perú	Sol	3,2% - 4,5%	3,1% - 4,8%
Colombia	Peso colombiano	3,8% - 3,8%	3,5% - 5,2%

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas a las proyecciones vigentes al 31 de diciembre de 2016 y 2015, fueron las siguientes:

		Diciembre 2016		Diciembre 2015	
País	**Moneda**	**Mínimo**	**Máximo**	**Mínimo**	**Máximo**
Argentina	Peso argentino	29,8%	40,6%	32,7%	39,4%
Brasil	Real	11,0%	21,8%	11,1%	21,1%
Perú	Sol	7,2%	11,5%	7,3%	13,5%
Colombia	Peso colombiano	10,0%	10,7%	8,5%	15,1%

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

Las pérdidas por deterioro reconocidas en periodos anteriores para un activo, distinto de la plusvalía, son reversadas sí, y sólo si, 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 periodos anteriores. En el caso de las plusvalías, las pérdidas por deterior de valor reconocidas no son reversadas en periodos posteriores.

e) Arrendamientos

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

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

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

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

f) Instrumentos financieros

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

f.1) Activos financieros no derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Notas 3.h y 13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta (Ver Nota 3.j), en cuatro categorías:

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

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

- Inversiones mantenidas hasta el vencimiento: aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.

- Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados: incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.

- Activos financieros disponibles para la venta: son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (ver Nota 8).

  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 periodo.

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

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

f.2) Efectivo y otros medios líquidos equivalentes

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

f.3) Deterioro de valor de los activos financieros

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

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

- 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 8 y 20).

- 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 20, ésta

ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

f.5) Derivados y operaciones de cobertura

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

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

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

- Coberturas de valor razonable: la parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.

- Coberturas de flujos de efectivo: los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

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

- La única finalidad del contrato es el uso propio, 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 del Grupo justifican la existencia de estos contratos con la finalidad de uso propio.

- La experiencia pasada de los contratos demuestra que se han utilizado para uso propio, excepto en aquellos casos esporádicos en que haya sido necesario otro uso por motivos excepcionales o asociados con la gestión logística fuera del control y de la proyección del Grupo.

- El contrato no estipule su liquidación por diferencia, ni haya habido una práctica de liquidar por diferencias contratos similares en el pasado.

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

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

f.6) Baja de activos y pasivos financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, aun 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 3.f.1).

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

f.7) Compensación de activos y pasivos financieros

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

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

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

f.8) Contratos de garantías financieras

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

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

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

g) Medición del valor razonable

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

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

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

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

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

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

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

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

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso.

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía.

- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre de los estados financieros, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

- En el caso de activos financieros y pasivos financieros con posiciones compensadas en riesgo de mercado o riesgo de crédito de la contraparte, se permite medir el valor razonable sobre una base neta, de forma congruente con la forma en que los participantes del mercado pondrían precio a la exposición de riesgo neta en la fecha de medición.

Los activos y pasivos registrados a valor razonable se presentan en Nota 20.3.

h) Inversiones contabilizadas por el método de participación

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

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

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

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

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

i) Inventarios

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

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 mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- representa una línea de negocio o un área geográfica, que es significativa y puede considerarse separada del resto;

- forma parte de un plan individual y coordinado para disponer de una línea de negocio o de un área geográfica de la operación que sea significativa y pueda considerarse separada del resto; o

- es una entidad filial adquirida exclusivamente con la finalidad de revenderla.

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

k) Acciones propias en cartera

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: "Ganancias (pérdida) acumuladas", sin afectar la ganancia o pérdida del periodo.

l) Provisiones

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

m) Conversión de saldos en moneda extranjera

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

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

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

n) Clasificación de saldos en corrientes y no corrientes

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

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

o) Impuesto a las ganancias

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

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

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

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

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

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

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

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

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

p) Reconocimiento de ingresos y gastos

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

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

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

- Distribución de energía eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el periodo, a los precios establecidos en los respectivos contratos o los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente (ver Nota 2.3).

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

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

- se han transferido al cliente los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad de los bienes;

- la entidad no conserva para sí ninguna implicación en la gestión de los bienes vendidos, en el grado usualmente asociado con la propiedad, ni retiene el control efectivo sobre los mismos;

- el monto de los ingresos ordinarios puede medirse con fiabilidad,

- es probable que los beneficios económicos asociados con la transacción fluyan hacia la entidad; y

- los costos incurridos, o por incurrir, asociados con la transacción pueden ser medidos con fiabilidad.

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

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

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

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

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

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

q) Ganancia (pérdida) por acción

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

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

Durante los ejercicios 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.

r) Dividendos

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

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

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

s) Gastos de emisión y colocación de acciones

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

t) Estado de flujos de efectivo

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

- Flujos de efectivo: entradas y salidas de efectivo o de otros medios equivalentes, entendiendo por éstos las inversiones a plazo inferior a tres meses, de gran liquidez y bajo riesgo de alteraciones en su valor.

- Actividades de operación: son las actividades que constituyen la principal fuente de ingresos ordinarios del Grupo, así como otras actividades que no puedan ser calificadas como de inversión o financiamiento.

- Actividades de inversión: las de adquisición, enajenación o disposición por otros medios de activos no corrientes y otras inversiones no incluidas en el efectivo y sus equivalentes.

- Actividades de financiación: actividades que producen cambios en el tamaño y composición del patrimonio total y de los pasivos de carácter financiero.

4. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

a) Marco regulatorio:

Argentina

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

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

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

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

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

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

En mayo de 2013, las generadoras del Grupo (Enel Generación Costanera (ex Central Costanera), Enel Generación El Chocón (ex Hidroeléctrica El Chocón), y Dock Sud) adhirieron a los términos de la Resolución N° 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y definió, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinan en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolida en un fideicomiso para inversiones futuras.

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

Adicionalmente, es importante mencionar que en el caso de Enel Generación Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015 y se logró su extensión para el año 2016) y de las Unidades Turbo vapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement "LTSA") de los ciclos combinados de la central.

La SE mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron un 41% para plantas térmicas y un 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó un 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de Arg$ 21 (aproximadamente Ch$ 883) por MWh para los ciclos combinados y Arg$ 24 (aproximadamente Ch$ 1.010) por MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución fue aplicada de manera retroactiva desde febrero de 2014.

La SE mediante la Resolución N° 482/2015, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2014 según Resolución N° 529/2014. Se incrementó en un 28% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas y en un 64% para centrales hidráulicas medianas. Los costos variables se ajustaron en un 23%, se exceptuó del pago del cargo variable de transporte eléctrico a las centrales hidroeléctricas y se estableció un nuevo esquema de incentivos a la producción y la eficiencia operativa para centrales térmicas. La remuneración adicional aumentó en un 26% para los térmicos y en un 10% para las centrales hidráulicas medianas. El cargo para mantenimientos no recurrentes de centrales térmicas se incrementó en un 17% y se creó el mismo concepto para las centrales hidráulicas con un valor de Arg$ 8 (aproximadamente Ch$ 337) por MWh. Finalmente, se creó un nuevo cargo, de Arg$ 15,8 (aproximadamente Ch$ 665) por MWh para centrales térmicas y de Arg$ 6,3 (aproximadamente Ch$265) por MWh para centrales hidráulicas, con el objetivo de financiar inversiones, el cual se aplicó a contar de febrero de 2015 y será efectivo hasta diciembre de 2018 solo para aquellos generadores que participen en los proyectos. La nueva generación tendrá una remuneración adicional igual al 50% de la remuneración adicional directa según tecnología por el lapso de 10 años. Esta resolución fue aplicada de manera retroactiva desde febrero de 2015.

El 30 de marzo de 2016, la SE mediante Resolución N° 22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015. Es importante destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos fueron de un 70% para las unidades térmicas y de un 120% para las centrales hidroeléctricas. En el caso de la remuneración por los costos variables, el aumento en los generadores térmicos e hidroeléctricos fue de un 40%. La remuneración por mantenimiento no recurrente se incrementó en un 60% para los térmicos y en un 25% para los hidroeléctricos, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones. La aplicación de esta resolución se hizo de manera retroactiva desde febrero 2016.

Por otro lado, el 22 de marzo de 2016, la SE emitió la Resolución SEE N°21/16, la cual convocó a ofertar nueva capacidad de generación térmica para los períodos verano 2016/17; invierno 2017 y verano 2017/18. Dentro de los requerimientos, no podían ofertarse unidades preexistentes a la fecha de publicación de la resolución; que ya estuviesen interconectadas al Sistema Argentino de Interconexión ("SADI"); o que la potencia ofrecida ya estuviese comprometida en otros acuerdos con principio de ejecución.

El contrato será con CAMMESA en representación de los agentes del MEM y su vigencia será por un período entre 5 a 10 años, con una remuneración denominada en US$ por MW por mes para la potencia, y en US$ por MWh para la energía eléctrica generada con cada combustible, siendo la prioridad de pago equivalente a la del pago de los combustibles líquidos. El suministro y el reconocimiento del costo de los combustibles se realizarán conforme la normativa vigente en cada momento.

La capacidad mínima en cada punto de conexión no puede ser inferior a los 40 MW y debe contar preferentemente con capacidad dual de consumo de combustible, y con consumo específico máximo menor a 2.500 kcal/kWh. CAMMESA informará a título indicativo posibles localizaciones para generación entre 50 MW y 150MW.

El orden de mérito de las ofertas será en función de los costos crecientes debiendo estar las fórmulas de evaluación disponibles para los oferentes.

El 14 de septiembre de 2016, se publicó en el Boletín Oficial el resultado de la Licitación de Nueva Generación Térmica, adjudicándose un total de 1.915 MW (de una oferta de más de 6000 MW). Cuatro ofertas propusieron entregar la nueva energía (545 MW de potencia) al Sistema Interconectado Nacional en el mes de diciembre de 2016; diez ofertas (685 MW) plantearon hacerlo en el primer trimestre de 2017, y cuatro ofertas (229 MW) en el segundo trimestre del año próximo. Además, unas 26 ofertas se comprometieron a entrar en servicio en el segundo semestre de 2017, y otras cinco durante 2018. Así mismo, mediante Nota SEE N° 355 se instruyó a CAMMESA a invitar a una mejora de los precios a cada una de las empresas cuyas ofertas se consideraron admisibles y no resultaron finalmente adjudicadas. Como resultado de esta ampliación se adjudicaron 956 MW adicionales en siete ofertas los que serían incorporados entre el 30 de enero y el 1 de diciembre de 2017. Por último, el 28 de octubre de 2016, mediante Resolución SEE 387/E/2016 la Secretaría de Energía Eléctrica instruyó a CAMMESA a suscribir dos proyectos adicionales por un total de 234 MW. Ninguna de las entidades del Grupo Enel Américas participó de la Licitación.

El 16 de noviembre de 2016, mediante Resoluciones SEE N° 420-16 y N° 455-16, la SE convocó a aquellas entidades interesadas en desarrollar proyectos de infraestructura que contribuyan a la reducción de costos en el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") y al aumento de la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Argentino, a manifestar su interés hasta el 13 de enero de 2017, considerando particularmente el aporte de los anteproyectos que se presenten con responsabilidad en el suministro de combustibles para la generación de energía eléctrica.

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica ("SEE") la cual reemplaza a la Resolución SEE N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución N° 19/2017 define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada periodo de verano, el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por periodo verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de "Compromisos de Disponibilidad Garantizada" junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1 de mayo hasta el 31 de octubre de 2017. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte será CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la SEE. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo. Por otro lado, el generador térmico podrá ofrecer disponibilidad de potencia adicional para períodos bimestrales, que se podrán a subasta con un precio máximo.

Respecto a las centrales hidroeléctricas, se define un nuevo esquema para evaluar la potencia, basado en la potencia real disponible (implica un mayor valor de potencia a remunerar respecto a la normativa anterior). Así mismo presentan un valor de potencia base, y uno adicional discriminado de Mayo a Octubre 2017, y otro a partir de Noviembre 2017.

Los valores remunerativos de la Resolución N°19/2017 están denominados en dólares, y se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil, siendo los plazos de vencimiento aquellos establecidos en los procedimientos de CAMMESA

Brasil

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

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente (Operador Nacional del Sistema – ONS) coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias (PLD).

Las entidades generadoras están habilitadas para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre está dirigido al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran Energía Renovable No Convencional ("ERNC").

En el mercado libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el mercado regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por la entidad gubernamental Agência Nacional de Energia Elétrica ("ANEEL"). De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Las licitaciones de energía nueva contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía existente consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la ANEEL define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

El 25 de noviembre de 2014, la ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se modificaron los límites máximo (disminución desde R$ 823 a R$ 388 por MWh) y mínimo (aumento de R$ 16 a R$ 30 por MWh).

El principal efecto de los nuevos límites es la reducción del impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía en el mercado spot, como fue el caso del año 2014 donde el precio spot estuvo en el límite máximo durante gran parte del año. Desde el punto de vista de generación, el nuevo precio máximo también mitiga los riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado, se reduce la posibilidad de vender excesos de energía con mayores precios, los generadores actualmente pueden dividir su energía libre entre los meses del año (racionalización) lo que les permite incrementar sus ingresos vendiendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Anualmente, ANEEL ratifica vía resolución los valores mínimos y máximos del PLD, para el año 2016 el límite máximo y mínimo del PLD fue fijado en R$422,56 (aproximadamente Ch$ 86.833) por MWh y R$30,25 (aproximadamente Ch$ 6.216) por MWh, respectivamente. Dichos PLDs consideran la estimación de costos de la mega planta hidroeléctrica de Itaipú, la cual tendrá en 2016 una tarifa de 25,78 (aproximadamente Ch$ 17.241) USD/kW.

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

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

En diciembre de 2014, las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaron una adenda al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA´s y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación a través de las tarifas. Así, en conformidad con IFRS, se permiten la contabilización de dichos activos regulatorios.

En 2014, Brasil mostró condiciones severas de sequía. En noviembre de 2014, el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses fueron de un 1% por debajo del último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno confirmó la no existencia de riesgo en el suministro.

Para cubrir el sobrecosto de energía, el gobierno creó la cuenta ACR a través de préstamos bancarios los que serían cancelados dentro de dos años por medio de la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014, los distribuidores utilizaron un monto aproximado de R$ 18.000 millones (aproximadamente Ch$ 3,7 billones) de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit. En marzo de 2015, fue aprobado un nuevo préstamo a la cuenta ACR, para cubrir el déficit de noviembre y diciembre de 2014, y una extensión del plazo de pago de todos los préstamos a 54 meses a partir de noviembre 2015.

En función de los descalces entre los costos reconocidos en la tarifa y los costos reales ajenos a la gestión de la distribuidora, e intensificados por los costos implícitos de la sequía, la ANEEL, en enero de 2015, comenzó la aplicación de un Sistema Tarifario denominado "Banderas Tarifarias" que aplica un cobro mensual adicional sobre la tarifa de los consumidores, siempre que el costo marginal del sistema sea superior al estándar reglamentario. El objetivo de la ANEEL es indicarle al consumidor una el costo de la generación del mes subsecuente, y anticipándole al Distribuidor un monto que solamente obtendría en el próximo proceso de ajuste tarifario.

El Sistema de Banderas Tarifarias está compuesto por tres niveles de colores de banderas: Rojo, Amarillo y Verde, de acuerdo a lo siguiente.

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

Desde enero de 2015 hasta la fecha de reporte de estos estados financieros, los valores han estado cambiando en función de nuevas expectativas de costos futuro de la generación.

En resumen, con este sistema tarifario el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. Es decir, los consumidores notarán un menor reajuste a sus tarifas, puesto que ya están pagando un mayor valor tarifario durante el mes. En resumen, el Sistema de Banderas establecido por la ANEEL, señala con precisión el costo real de la energía generada, lo que permite a los consumidores el uso consciente de la energía eléctrica.

A partir del 1 de febrero de 2016, la bandera Roja se separó en dos niveles: R$ 3,00 y R$ 4,50 aplicados a 100 kWh consumidos. También la bandera amarilla se redujo del valor de R $ 2,50 a R $ 1,50, aplicado a 100 kWh (y fracciones).

	Descripción	**Aplicada cuando CMO..(R$/MWh)**	**Adicional en Tarifa (R$/MWh)**
Verde	Condiciones favorables de generación de energía	<211,28	Sin adicional
Amarilla	Condiciones de generación menos favorables	>211,28<422,56	+ 0,015
Roja 1	Condiciones más costosas de generación	>422,56>610,00	+ 0,030
Roja 2	Condiciones más costosas de generación	>610,00	+ 0,045

La evolución positiva de la temporada de lluvias durante el año 2016, ha mejorado las condiciones hidrológicas, combinado con la reducción de la demanda y la adición de nuevas plantas para el sistema eléctrico brasileño, permitieron el cambio de color de banderas tarifarias en los últimos meses, en marzo y noviembre de 2016 la bandera fue de color amarillo y los otros meses de 2016 han sido de color verde.

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

- 01 subasta A-1: 1.954 MW-medios, asignados a Hidro (94%), Biomasa (4%) y Gas (2%); desde 1 a 3 años de suministro de energía.

- 04 subastas A-3 y reserva:

  - 97 MW-medios, asignados a las Eólicas (30%) y Biomasa (70%), a un precio promedio R$ 200 MWh;
  - 233 MW-medios, asignados al Solar a un precio promedio R$301,8 MWh;
  - 314,3 MW-medios, asignados a las Eólicas (72%), Hidro (15%), Gas (7%) y Biomasa (6%) a un precio promedio R$189 MWh.
  - 508 MW-medios, asignados a las Eólicas (52%) y Solar (48%), a un precio promedio R$249 MWh.

- 01 subasta A-5: con 1.147 MW-medios, asignados a Gas (76%), Hidro (18%) y Biomasa (7%) a un precio promedio R$ 259,2 MWh.

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

En 2016, hubo dos subastas con el siguiente resultado:

- 01 subasta A-5: 202 MW-medios, asignados a Gas (2%), Hidro (58%) y Biomasa (40%) a un precio promedio R$ 198,59 MWh.

- 01 subasta A-1: 21 MW-medios a un precio promedio de R$118,15 MWh.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

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

Prorrateo por temas judiciales

A finales de septiembre de 2016, ANEEL, en función de algunas decisiones judiciales referente a la suspensión de cobro de parte del cargo CDE hacia algunos industriales (miembros de la Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE), tuvo que recalcular el prorrateo entre los demás consumidores. A pesar de tener el traspaso de ítems de la Parcela A, el déficit generado por las pérdidas de los ingresos será incluido en el próximo reajuste de tarifas de las distribuidoras.

Tasa mensual CDE: compensación de descuentos dados a los consumidores con orden judicial

La resolución N°1.576, autorizó a las distribuidoras de energía a compensar los menores importes facturados (debido a las acciones en la justicia contra ítems de la Cuenta de Desarrollo Energético) en las cuotas mensuales de CDE.

La diferencia entre la tarifa normal y la tarifa con una orden judicial debe deducirse de la cuota mensual del CDE. Este ajuste de cuentas no se llevará a cabo a través de tarifas. No habrá activo regulatorio para ser incluido en las tarifas. Hay que compensar en la cuota mensual del CDE todo el descuento dado a los consumidores con orden judiciales, es decir, el pago mensual de las cuotas, serán menores que las cuotas definidas en la resolución.

Generación Distribuida

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

El 24 de Noviembre de 2015, ANEEL mediante Resolución N°687/15 aprobó la regulación de la micro-generación y mini-generación distribuida vía un mecanismo de compensación de energía.

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

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

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

ANEEL también creó la figura de "generación compartida", permitiendo que las distintas partes interesadas se unan en un consorcio o una cooperativa, instalen pequeños equipos de generación, como paneles fotovoltaicos y micro-aerogeneradores, micro distribuidor y utilicen la energía generada para reducir las facturas de los miembros del consorcio o cooperativa.

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

Resolución 237

El 6 de junio de 2016, el Ministerio de Minas y Energía ("MME") firmó la Resolución 237 que permite a las distribuidoras de energía solicitar al MME que sus inversiones en sistemas de distribución en alta tensión y en subestaciones sean clasificadas como prioritarias. Esta clasificación permite el acceso a emisiones de "debentures de infraestructura", que son bonos financieros con plazos más largos que los bonos regulares y que cuentan con beneficios tributarios para los acreedores. La extensión de este beneficio a las empresas distribuidoras de energía fue resultado de una acción de las Distribuidoras y de las Asociación Brasileña de las Distribuidoras de Energía ("ABRADEE") junto al Ministro de Minas y Energía ("MME").

Medida Provisional Nº 735

La Medida Provisional Nº 735, del 22 de junio de 2016, determinó los siguientes cambios:

1) Encargos Sectoriales:

- El 1 de enero de 2017, la Cámara de Comercialización de Electricidad ("CCEE") reemplazará a Eletrobrás como la encargada de realizar las actividades de cobro de las cuotas de Reserva Global de Reversión ("RGR"), Cuenta de Desarrollo Energético ("CDE") y Cuenta de Consumo de Combustible ("CCC"), así como en la gestión de los fondos para el pago de los montos relativos a la administración y el funcionamiento de estos fondos sectoriales.

- A partir del 1 de enero de 2030, el reparto de las cuotas anuales de la CDE será proporcional al mercado consumidor de energía eléctrica atendido por las distribuidoras y por los concesionarios de distribución y transmisión, expresado en MWh. No se tendrá más en cuenta la región geográfica en que se encuentra la concesión. Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, se definirá una reducción gradual y uniforme hasta la eliminación de la proporción actual (4,53 para las cuotas de las regiones Sur, Sureste y las cuotas de las regiones Norte y Noreste).

- A partir del 1 enero de 2030, el costo por MWh de las cuotas anuales de CDE pagados por los consumidores será prorrateado de acuerdo con su nivel de tensión en la siguiente proporción:
  - Alta Tensión = 1/3 x costo de Baja Tensión
  - Media Tensión = 2/3 x coste de Baja Tensión

- Entre el 1 de enero de 2017 y el 31 de diciembre de 2029, el costo por MWh de las cuotas anuales de la CDE tendrá un ajuste gradual y uniforme para llegar a las proporciones expuestas anteriormente.

2) Tasa de Itaipú

Itaipú es una planta hidroeléctrica binacional que se consolidó por el Tratado Internacional firmado entre Brasil y Paraguay el 26 de abril de 1973, con el objetivo de cumplir con el aprovechamiento hidroeléctrico de los recursos hidráulicos del río Paraná propiedad de los dos países, (desde e incluyendo el salto Grande de Siete caídas Guaira hasta la desembocadura del río Iguazú).

La tasa de traspaso de energía de Itaipú es fijo en dólares por kilovatio de potencia contratada mensual. Las empresas distribuidoras deben pagar a Eletrobras mensualmente, en la cuenta de Comercialización de Energía Eléctrica de Itaipú, la cantidad que resulte de multiplicar la cuota mensual de la potencia contratada por la tasa de transferencia de energía de Itaipú, ambos aprobados por la ANEEL.

A partir del 1 de enero de 2016, según el Artículo N°6 de la medida Provisional N° 735, se estableció una nueva tasa de traspaso de energía de Itaipú la que será incluida en la tarifa en el costo total del factor multiplicador de 15,3 sobre el costo de cesión de energía que se refiere el Acuerdo entre Brasil y Paraguay sobre la base financiera del Anexo C del Tratado de Itaipú.

3) Subastas

- Para las concesiones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica que no serán renovadas, se faculta al Gobierno Federal promover la oferta de venta/subasta de la nueva concesión por el período de 30 años.

Ley N° 13.203: Ampliación del descuento a los beneficiarios en las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución ("TUSD") y Tarifas de Uso del Sistema de Transmisión ("TUST")

La ley N° 13.203, publicada el 8 de diciembre de 2015, ha ampliado el alcance de los beneficiarios del descuento en las TUSD y TUST, así como también, el tamaño de la generación y el destino de la energía, cuando ésta se considera y es utilizada para la auto-producción:

- Para los proyectos de energía hidroeléctrica con una potencia igual o inferior a 3.000 kW y los basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución es inferior o igual a 30.000 kW, ANEEL deberá establecer el porcentaje de reducción no inferior al 50%, el cual se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y consumo de energía:

  i) Comercializados por las explotaciones; y
  ii) Dirigido a la auto-producción, para las empresas que entrarán en operación comercial a contar del 1 de enero de 2016.

- Para proyectos basados en energía solar, eólica, biomasa y cogeneración calificada, ANEEL deberá establecer un porcentaje de reducción no inferior al 50% el que se aplicará a las tarifas TUSD/TUST, centrándose en la producción y el consumo de energía de este tipo de iniciativas, comercializados o destinados a ser auto-producción, cuya potencia inyectada en los sistemas de transporte o distribución sea superior a 30.000 kW y menor o igual a 300.000 kW y cumplir con cualquiera de los siguientes criterios:

  i) Sean proyectos originados como resultado de la subasta de compra de energía del 1 de enero de 2016; o
  ii) Sean proyectos cuya autorización para entrar en operación comercial es a contar del 1 de enero de 2016.

Para la regulación de la Ley, ANEEL estableció la Audiencia Pública N°38 (que remplazará la Resolución N°77/2004). A medida que estos descuentos den como resultado un aumento significativo en los valores que están subvencionados por el CDE (descuentos de tarifas) implicará un aumento en las tarifas de los consumidores de Ampla y Coelce, ANEEL propone un porcentaje fijo del 50% para el descuento para estos nuevos desarrollos (el mínimo estipulado por la ley).

Tarifa Blanca

El 12 de septiembre de 2016, la ANEEL aprobó la Resolución Normativa N° 733/2016, que establece las condiciones para la aplicación de tarifa horaria para baja tensión (BT), la "tarifa blanca".

La "tarifa blanca" es una nueva opción de tarifa que muestra a los consumidores la variación del valor de la energía en el día y en la hora de su consumo. Se ofrecerá a los consumidores que se conectan en baja tensión (127, 220, 380 o 440 V, grupo B) y los pertenecientes al grupo A (alta tensión) que pueden optar por la tarifa de baja tensión.

La Resolución N° 733/2016 establece lo siguiente con respecto a la Tarifa Blanca:

- Empieza la aplicación en enero de 2018 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 500 kWh / mes (media de 12 ciclos) y nuevas conexiones;
- Empieza la aplicación en enero de 2019 para los consumidores que ya están conectados con un consumo superior a 250 kWh / mes (media de 12 ciclos);
- Después de enero de 2020 para cualquier consumidor;
- El costo de la energía, en esta opción de tarifas, se obtiene en períodos hora de pico, intermedio y de menor actividad y son aprobados por la ANEEL en las revisiones periódicas de las distribuidoras.
- No pueden hacer la elección para la "tarifa blanca" los consumidores de bajos ingresos (según reglamentación especifica de la ANEEL) y el alumbrado público.
- El costo del medidor es asumido por el Distribuidor, excepto el medidor con funciones adicionales;
- Una posible adaptación de las instalaciones de la unidad de consumo será costeada por su propietario.

Colombia

En 1994, se publicaron la Ley de Servicios Públicos Domiciliarios (Ley 142) y la Ley Eléctrica (Ley 143), mediante las cuales se definieron los criterios generales y las políticas que rigen la prestación de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, y los procedimientos y mecanismos para su regulación, control y vigilancia.

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

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

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

Perú

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

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

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

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

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

La formación del precio spot en Perú no refleja necesariamente los costos del sistema, al definirse un costo marginal idealizado y al tener las centrales a gas natural la posibilidad de declarar precios de gas. En relación al costo marginal idealizado, considera, que no existen restricciones del sistema de transporte de gas y electricidad; y además define un precio techo para el mercado. Esto fue establecido en una normativa de emergencia surgida en 2008 (Decreto de Urgencia 049 de 2008) la que se mantendrá vigente hasta el 1 de octubre de 2017 (Ley N° 30513).

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

- En las tarifas de distribución, el cálculo del Valor Agregado de Distribución ("VAD") y de la Tasa Interna de Retorno ("TIR") se efectuará individualmente para cada empresa de Distribución con más de 50 mil clientes.

- El MINEM definirá una Zona de Responsabilidad Técnica (ZRT) para cada Distribuidor, considerando preferentemente el ámbito de las Regiones donde opera (próximas a su zona de concesión). Las obras ejecutadas en las ZRT deberán ser aprobadas por el Distribuidor, y éste tendrá la prioridad para ejecutarlas o podrán serles transferidas posteriormente. Se reconocerá un VAD por inversión y costos reales auditados (con un tope máximo).

- Incorpora al VAD un cargo para la Innovación Tecnológica y/o Eficiencia Energética en Distribución.

- Incorpora un factor de ajuste al VAD que promueve la calidad del servicio en Distribución.

- Establece la obligación de los Distribuidores de garantizar por 24 meses su demanda regulada.

- Obligación del Distribuidor de efectuar obras de electrificación de habilitaciones urbanas o efectuar la devolución de la contribución a partir de que se alcance un 40% de habitabilidad.

- En cuanto a las concesiones, limita a 30 años aquellas derivadas de licitaciones, necesidad de informe favorable de gestión de cuencas para la generación hidráulica, otorgamiento y caducidad de concesiones eléctricas por Resolución Ministerial.

- Establece un marco general para la generación distribuida con energías renovables no convencionales y cogeneración, que les permita inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

La publicación de las modificaciones a los reglamentos existentes y de los nuevos reglamentos derivados de este Decreto se ha venido efectuando desde el año 2016, para su posterior implementación.

El 24 de julio de 2016, el MINEM publicó el Decreto Supremo N° 018-2016-EM, el cual modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Reglamento de Transmisión y el Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

El 28 de julio de 2016, el MINEM publicó el Decreto Supremo N° 026-2016-EM, el cual aprueba el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad ("Reglamento MME"). Los principales aspectos del Reglamento MME son; la aprobación del Reglamento del Mercado de Corto Plazo de Electricidad, Incorporación de la definición "MME" que está conformado por el mercado de corto plazo ("MCP") y, los mecanismos, de asignación de servicios complementarios, inflexibilidades operativas y asignación de rentas de congestión.

Los participantes autorizados a comprar en el MCP son: (i) los generadores para atender sus contratos de suministro; (ii) los distribuidores para atender a sus usuarios libres, hasta por un 10% de la máxima demanda; y (iii) los grandes usuarios, para atender hasta por un 10% de su máxima demanda.

El Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional ("COES") calculará los costos marginales de energía y costos marginales de congestión, valorizará diariamente con carácter provisional las transacciones en el MME y los resultados se pondrán a disposición de los participantes en el portal web del COES. Las Rentas por Congestión, se asignarán entre los participantes conforme a lo establecido en el procedimiento respectivo. Los participantes deberán contar con garantías de pago de sus obligaciones en el MME, además se incorporan las acciones por parte del COES ante el incumplimiento de las obligaciones de pago por parte de un participante.

Energías renovables no convencionales

- En Brasil, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por la Empresa de Pesquisa Energética ("EPE"), la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.

- En Colombia, en 2014 se promulgó la Ley N° 1.715, creando un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Como parte de la reglamentación, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto N° 2.469 de 2014, el cual estableció los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Así mismo, la CREG publicó la Resolución N° 24 de 2015, que regula la actividad de autogeneración a gran escala, y la UPME publicó la Resolución N° 281 de 2015 que define el límite de autogeneración a pequeña escala igual a 1MW.

  Adicionalmente, la CREG expidió las resoluciones 11 y 212 de 2015, que promueven mecanismos de respuesta de la demanda. El Ministerio de Minas y Energía publicó en 2015 el Decreto N° 1.623, que reglamenta las políticas de expansión de cobertura, y el Decreto N° 2.143 que define los lineamientos para la aplicación de los incentivos fiscales y tributarios establecidos en la Ley N° 1.715. En 2016, la UPME publicó la Resolución N° 45, que define los procedimientos para solicitar los certificados que avalan los proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía ("FNCE") y la lista de bienes y servicios exentos de arancel o de impuesto al valor agregado ("IVA").

  Por su parte, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible ("MADS"), publicó el 3 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.283 de 2016, por la cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación de beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de energías renovables ("FNCER") y gestión eficiente de la energía, para obtener los beneficios tributarios que tratan los artículos 11, 12, 13 y 14 de la antes mencionada Ley N° 1.715 de 2014. De igual manera, el MADS publicó el 11 de agosto de 2016, la Resolución N° 1.312, la cual adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental.

- En Perú, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de Energías Renovables No Convencionales ("ERNC") en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el OSINERGMIN, realiza subastas con cuotas diferenciadas por tecnología y con precios límites para cumplirlo.

El 12 de febrero de 2016, se llevó a cabo la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables (RER) al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), habiéndose adjudicado a trece proyectos entre los cuales tenemos dos Centrales de Biomasa, dos Centrales Solares, tres Centrales Eólicas y seis Centrales Hidroeléctricas. Con estas centrales de generación se incorporarán 430,1 MW al SEIN. La fecha referencial de la puesta en operación comercial de los proyectos de generación RER de esta subasta deberá ser hasta el 2020. Las tarifas por MWH de adjudicación fueron; Biomasa US$ 77, Eólica US$ 37, Solar US$ 48 e Hidráulica US$ 46.

- En Argentina, el 21 de octubre de 2015, se publicó la nueva Ley 27.191 de Energías Renovables en la Argentina, modificando a la ley vigente Ley N° 26.190. La nueva regulación pospone para el 31 de diciembre de 2017 el objetivo de alcanzar el 8% de participación en la demanda nacional con generación de fuentes renovables y establece como objetivo de segunda etapa alcanzar un 20% de participación para el año 2025, fijando objetivos intermedios del 12%, 16% y 18% para finales de los años 2019, 2021 y 2023. La Ley 27.191, crea un Fondo Fiduciario (FODER) que podrá financiar obras; otorga beneficios impositivos a los proyectos de energía renovable; y establece la no aplicación de tributos específicos, regalías nacionales, provinciales y municipales hasta el 31 de diciembre de 2025. Los clientes categorizados como Grandes Usuarios (>300 Kw) deberán cumplir individualmente con los objetivos de participación de renovables, estableciéndose que el precio de estos contratos no podrá ser superior a US$ 113 por MWh, y fijando penalidades a quienes no cumplan con los objetivos.

  El Decreto N° 531/16, publicado el 30 de marzo de 2016, reglamenta a la Ley 27.191 y a la modificada Ley 26.190 , en ciertas formalidades, a saber:

- Designa la autoridad de aplicación en el Ministerio de Energía y Minería ("MEyM").

- Se habilita a generadores/comercializadores a realizar contratos con demanda igual o mayor 300 KW o con Distribuidoras que actúen en su nombre.

- CAMMESA realizará licitaciones públicas para abastecer a los consumidores con una demanda menor a 300 KW.

- Todas las compras de CAMMESA estarán garantizadas por el Fondo Fiduciario (FODER).

- El FODER se conformará por aportes del Tesoro y por un cargo específico aplicado a la demanda abastecida por CAMMESA.

- Los objetivos deberán cumplirse con energía renovables generada por instalaciones en el país.

- Para poder utilizar los beneficios fiscales se debe tener un certificado de inclusión en régimen de fomento de energía renovable expedido por la autoridad.

  El MEyM, CAMMESA, y un Comité Ejecutivo, estarán a cargo de la definición de metodología de determinación de multas, cumplimiento de objetivos, uso del FODER y el pliego de licitaciones.

  Las Resoluciones MEyM 71/2016 y 72/2016, ambas publicadas el 17 de mayo de 2016, continuando con la Ley 27.191 y su Decreto Reglamentario N° 531/16, dieron inicio al Proceso de Convocatoria Abierta para la contratación en el Mercado Eléctrico Mayorista de energía renovables con un requerimiento total de 1.000 MW bajo el denominado "Programa Renovar-Ronda 1" divididos de la siguiente manera: 600 MW Eólico; 300 MW Solar; 65 MW Biomas; 20 MW Mini-Hidro; y 15 MW Biogas.

La subasta está organizada en base a sobre cerrado con precio máximo por tecnología definido por el gobierno. CAMMESA es el comprador de la energía con precios en US$ por MW (sin indexación) y con contratos por un plazo de 20 años.

Se presentaron 123 ofertas por un total de 6.366 MW, de las cuales calificaron 105 (42 para energía eólica por 2.870 MW, 50 para energía solar por 2.305 MW, 8 por Biomasa y Biogas por 23 MW y 5 para Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos por 11 MW). El 30 de septiembre de 2016, se realizó la apertura de las ofertas económicas quedando la mayor parte de las ofertas ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado por el Ministerio: para la energía eólica el precio mínimo fue de 49 USD/MWh y para la solar de 59 USD/MWh. Finalmente, mediante la Ronda 1 del Programa RenovAr se adjudicaron 29 proyectos por un total de 1.142 MW.

Posteriormente se realizó una nueva ronda del Programa (Ronda 1.5) en la que se adjudicaron 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 54 US$/MWh (765,4 MW eólico y 516,2 MW solar).

El Programa RenovAr (Ronda 1+ Ronda 1.5) adjudicó un total de 59 proyectos por 2.423,5 MW, con un precio ponderado de 57,44 US$/MWh.

Límites a la integración y concentración.

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

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

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

Mercado de clientes no regulados

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

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

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

(2): Se estableció en el DS 018-2016-EM que:La demanda de los clientes que pueden optar entre mercado regulado o libre (aquellos cuya demanda está entre 200 y 2.500 kW) se mide por cada punto de suministro. Los clientes regulados cuya demanda supere a 2.500 kW, permanecerán como regulados durante 1 año. Los clientes cuya demanda por cada punto de suministro sea mayor a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

b) Revisiones tarifarias:

Aspectos Generales

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

Argentina

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

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

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

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

Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, estableció lo siguiente: (i) aprobar un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), que no se trasladará a tarifa sino que fue cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Gobierno Nacional; (ii) considerar a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reiterar el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; e (iv) instruir a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de

Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruyó al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI. Como consecuencia de la Resolución N° 32/2015, se reconocieron ingresos por Ch$ 352.108 millones, los cuales se presentaron en el estado de resultados integrales consolidados como sigue: Ch$ 264.987 millones por el ítem (i) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza" y Ch$ 644 millones en la línea "Ingresos financieros"; Ch$ 33.972 por el ítem (ii) clasificados como "Ingresos de actividades de la operación" (Ventas de Energía); Ch$ 11.551 millones por el ítem (iii) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza"; y Ch$ 40.953 millones por el ítem (iv) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza.

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

El 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto N° 134/2015 el gobierno argentino declaró la emergencia para el Sector Eléctrico Nacional hasta el 31 de diciembre de 2017, instruyendo al recién creado Ministerio De Energía y Minería (MEyM) a elaborar, poner en vigencia, e implementar en el programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

En cumplimiento de estas instrucciones, el día 27 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 6/2016 la cual aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano (período febrero 2016 - abril 2017) para el Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM"), calculada según "Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios", sincerado de los costos de la energía eléctrica, a través de una reducción en los subsidios y la creación de esquemas de precios diferenciales para los clientes residenciales que ahorren y una nueva Tarifa Social. La resolución es un paso importante hacia la reconstrucción de la cadena de pago del mercado eléctrico.

En coordinación con la anterior, el día 28 de enero de 2016, se publicó la Resolución MEyM N° 7 del dirigida específicamente a las distribuidoras Edesur S.A. y Edenor S.A., la cual resuelve instruir al ENRE para que efectúe, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), un ajuste del valor agregado de distribución ("VAD") en los cuadros tarifarios de estas distribuidoras, aplicando para ello el Régimen Tarifario de Transición. Adicionalmente, instruyó dejar sin efecto el PUREE y a aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de los criterios definidos por la norma, y finalmente, a que se lleve a cabo la Revisión Tarifaria Integral (RTI) de estas distribuidoras, la que deberá entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

Por otra parte, reflejando la intención de la nueva administración del gobierno de volver a los fundamentos de la Ley 24.065 publicada en 1992, y de lograr una normalización del sector eléctrico, con fecha 29 de enero de 2016, el ENRE emitió las resoluciones N° 1 y 2. La Resolución N°1/2016 contiene el nuevo cuadro tarifario que se debe aplicar a cada categoría de clientes a partir del 1 de febrero de 2016 según los lineamientos de la Resolución MEyM N°7/2016, así como también el cambio en el reglamento de suministro a fin de adecuarlo a la facturación mensual. Por su parte, la Resolución N°2/2016, establece la finalización del Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica ("FOCEDE"), establece un nuevo mecanismo para los fondos cobrados por la Resolución ENRE N°347 del año 2012, dejando de ser depositados los mismos en un fideicomiso para pasar a una cuenta corriente en alguna entidad bancaria reconocida por el Banco Central de la República Argentina.

Avanzando con el proceso, el día martes 5 de abril de 2016, el ENRE publicó las Resoluciones N° 54 y N° 55. La Resolución N° 54 resolvió llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI de Edesur, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto. Por su parte, la Resolución N° 55 aprobó el el programa para la RTI en el año 2016, definiendo los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados por Edesur, así como también la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

EL 8 de agosto de 2016, continuando con el proceso de renegociación tarifaria, el ENRE emitió la Resolución N° 463/16, la cual detalla los parámetros de calidad de servicio técnico y calidad y valores de costo de energía no suministrada requeridos para la realización de la RTI.

En forma similar, el 29 de agosto de 2016, a través de la Resolución ENRE 492/16, fueron definidos los Parámetros de Calidad de Servicio Comercial y Producto Técnico. La mencionada resolución contiene señales económicas hacia el cumplimiento de plazos y reducciones de tiempos de reposición del suministro.

Por otra parte, con fecha 30 de agosto de 2016, el ENRE procedió a informar que el valor de Tasa de Rentabilidad sería de 12,46% antes de Impuestos y 8,10% después de Impuestos.

Edesur hizo la entrega formal de los informes solicitados por la Resolución ENRE N° 55/16. El 1 de septiembre de 2016, en cumplimiento del cronograma establecido,, los informes de Red Ideal y Plan de Inversiones Plurianuales, y el 6 de septiembre de 2016, los informes relacionados con los fundamentos y criterios de la propuesta en cuanto a (i) los costos de explotación; (ii) el requerimiento de ingresos y calculo tarifario, (iii) la estructura tarifaria y traslado de costos a consumidores mayoristas; (iv) El mecanismo de actualización del costo propio de distribución; y (v) el resultado y modelo económico financiero.

El día 28 de septiembre de 2016, el ENRE a través de la Resolución N° 522/2016, resolvió convocar el 28 de octubre de 2016 a una Audiencia Pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal; ello dentro del Proceso de Revisión Tarifaria Integral (RTI) y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar por las distribuidoras en dicho quinquenio.

El día 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar, y trasladar a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del Ministerio de Energía y Minería aquellos temas planteados en la misma, que no son competencia de dicho organismo.

Las comunicaciones resolutorias conteniendo el nuevo Cuadro Tarifario y Régimen Tarifario se realizaron durante el mes de febrero de 2017.

El 1 de febrero 2017, el ENRE publicó la Resolución N° 64, la cual cierra el proceso de la RTI y que como resultado de la misma establece la remuneración anual reconocida a EDESUR S.A. en la suma de Arg$ 14.539.836.941 (M$ 611.971.270).

Con relación a la aplicación de la nueva estructura y cargos tarifarios, el MEyM entendió oportuno y conveniente instruir al ENRE a limitar el incremento del VAD surgido como resultado del proceso de RTI a aplicar a partir del 1 de febrero de 2017, a un máximo de 42% con respecto al VAD actualmente vigente, debiendo completar la aplicación del remanente del valor del nuevo VAD, en dos etapas: la primera en noviembre de 2017 y la segunda, en febrero de 2018.

Además, dispuso que el ENRE debe reconocer a Edesur S.A. y a Edenor S.A., la diferencia del VAD que se produce por la aplicación de la gradualidad del incremento tarifario reconocido en la RTI, en 48 cuotas a partir del 1 de febrero de 2018, las cuales se incorporarán al valor del VAD resultante a esa fecha.

La nueva normativa también fija la forma de actualización de los ingresos de la distribuidora por efecto de variación de los precios de la economía y todas las demás cuestiones relacionadas con la calidad de la prestación de servicio y el reglamento de suministro.

Una vez establecidos los cuadros tarifarios de distribución, incluyendo la instrucción impartida por el MEyM, y lo establecido en la Resolución SEE N° 20/2017 sobre los precios estacionales con vigencia a partir de la facturación correspondiente al 1 de febrero de 2017, se encuentra superada la etapa de transición tarifaria de Edesur y el Acta Acuerdo, pasando Edesur a regirse por lo establecido en su contrato de concesión.

Brasil

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

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

ANEEL finalizó en abril de 2014, el proceso de revisión periódica de tarifas de Ampla para el período 2014-2019, con efecto retroactivo a contar del 15 de marzo de 2014.

El 1 de marzo de 2015, a través de la Resolución N °1858/2015, Coelce tuvo una revisión extraordinaria, incrementándose su tarifa un 10,28% para hacer frente a los aumentos en los cargos por concepto de la Cuenta de Desarrollo Energético) y los costos de compra de energía.

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

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

Finalmente, todavía en el ámbito del Cuarto Ciclo, se aprobó, el 17 de noviembre de 2015, el módulo 2.3 de los Procedimientos de Revisión Tarifaria, referente al cálculo de la Base de Remuneración, en el cual se crea un Banco de Precios de Referencia para valoración de algunas partidas de la base de remuneración en las siguientes revisiones tarifarias.

Con respecto a Enel Cien, la ANEEL aprobó el resultado de la primera revisión periódica, que se aplicó a contar del 1 de julio de 2015, con una disminución de un 7.49% en las tasas, según el aprobado en la Resolución Nº 1.902/2015.

En Sesión de Directorio celebrada el 8 de marzo de 2016, la ANEEL homologó el reajuste tarifario de Ampla a partir del 15 de marzo de 2016. El reajuste fue un aumento promedio de 7,38% para todos los clientes de Ampla (7,15% para los consumidores de baja tensión y 7,89% para los consumidores de alta tensión).

El 12 de abril de 2016, la ANEEL a través de la Resolución N° 2061, aprobó los resultados definitivos de la cuarta revisión tarifaria periódica ("RTP") de Coelce, cuyos efectos fueron incluidos en el reajuste tarifario de 2016.

El 19 de abril de 2016, la ANEEL mediante la Resolución Nº 2.065 estableció las tarifas de energía de Coelce resultante del proceso de reajuste anual de tarifas 2016, donde el aumento medio percibido por los consumidores fue de un 12,97%.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) define la metodología de remuneración de las redes de distribución. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Estos cargos incluyen el valor nuevo de remplazo de todos los activos en funcionamiento; el gasto de administración, operación y mantenimiento (AOM), así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

Los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009.

La revisión actual de los cargos de distribución regulados se inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la Resolución N° 43 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el periodo 2015-2019 contenidos en la Resolución CREG N° 079 de 2014.

En febrero de 2015, la CREG expidió el proyecto de Resolución N° 179 de 2014, en el cual se propuso para comentarios la metodología de remuneración de la actividad de distribución. La metodología se basa en un esquema de Ingreso Regulado determinado por una Base Regulada de Activos ("BRA") Neta y una tasa de retorno (Por definir en resolución separada). Además, se incluye un ingreso anual por incentivos a la eficiencia en inversiones y gastos y mejora en la calidad.

Complementariamente, la Comisión de Regulación emitió la Resolución CREG N° 95 de 2015 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada (WACC) para las actividades de distribución y transmisión eléctrica, así como para la distribución y transporte de gas natural.

En marzo y noviembre de 2016, la CREG propuso un nuevo proyecto de metodología de remuneración a través de la Resolución N° 24/2016 y Resolución N° 176/2016, en la cual se mantiene la propuesta de aplicar el valor depreciado de los activos, se establece un factor de capital remanente en función a fechas de entrada de operación e inventarios históricos y principalmente plantea un factor de mensualización de los ingresos.

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

Con respecto a la fórmula tarifaria, en febrero de 2016, la CREG expidió el proyecto de Resolución N° 240B de 2015, en el cual se propone la nueva fórmula tarifaria. La metodología plantea una fórmula tarifaria con resolución horaria, la incorporación de los contratos bilaterales y los contratos de futuros, se definen reglas para el caso de usuarios no regulados sean atendidos por el comercializador incumbente y se introduce un nuevo componente, AJ, como un factor de mitigación de variaciones extraordinarias del Costo Unitario de Prestación del Servicio. Finalmente, de acuerdo con la circular CREG N° 098 de 2016, la Comisión publicó la agenda indicativa del año 2017 donde señala que en el primer trimestre de ese año, se publicará la Resolución definitiva de la metodología para la fórmula tarifaria aplicable a los usuarios

Perú

En Perú, se realiza un proceso para la determinación del Valor Agregado de Distribución ("VAD") cada 4 años, utilizando la metodología de empresa modelo. En octubre de 2013, el OSINERGMIN publicó la Resolución N° 203/2013 estableciendo las tarifas de distribución de Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.) para el periodo noviembre 2013 a octubre 2017, las mismas que mediante Resolución Ministerial N° 530-2016-MEM/DM publicada en diciembre de 2016, han sido prorrogadas hasta el 31 de octubre de 2018.

5. Activos no Corrientes Mantenidos para la Venta o Mantenidos para Distribuir a los Propietarios y Operaciones Discontinuadas

5.1 Proceso de reorganización societaria

I. Antecedentes Generales

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

La fase de "División" del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

La reorganización comenzó con la división de Enersis, y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("Endesa Chile") y Chilectra S.A. ("Chilectra").

Endesa Chile y Chilectra realizaron las divisiones de sus negocios fuera de Chile y sus activos y pasivos relacionados, resultando en la creación de Chilectra Américas S.A. ("Chilectra Américas") como una nueva sociedad de la división de Chilectra y la creación de Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") como una nueva sociedad de la división de Endesa Chile. A estas dos nuevas se les asignaron las participaciones (fundamentalmente, participaciones accionariales en sociedades domiciliadas en Argentina, Brasil, Colombia y Perú) y los correspondientes activos y pasivos de los negocios fuera de Chile de Chilectra y Endesa Chile. Después de las divisiones, cada una de las sociedades continuadora, Endesa Chile y Chilectra, retuvieron las participaciones y los correspondientes activos y pasivos de los negocios que actualmente desarrollan en Chile.

Siguiendo las divisiones de Endesa Chile y Chilectra, Enersis realizó la división de sus negocios en Chile y los correspondientes activos y pasivos, resultando en la creación de una nueva sociedad denominada Enersis Chile S.A., ("Enersis Chile"), a la cual le fueron asignados las participaciones y correspondientes activos y pasivos de los negocios de Enersis en Chile, incluyendo las participaciones en Endesa Chile y Chilectra (después de las divisiones de estas sociedades como se describió previamente). Después de la división, la sociedad continuadora de la división, Enersis cuyo nombre fue modificado a "Enersis Américas S.A.", se le asignaron las participaciones e inversiones en las sociedades Endesa Américas y Chilectra Américas, y eventuales pasivos que se asignarían al negocio escindido.

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De esta manera, la nueva sociedad Enersis Chile es la sociedad holding del negocio chileno radicado en Endesa Chile y Chilectra, y la sociedad continuadora Enersis Américas conservó la calidad de sociedad holding del negocio internacional comprendiendo la participación en Endesa Américas y Chilectra Américas.

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada una de estas sociedades.

La fase de "Fusión" del proceso de reorganización se llevó a cabo como sigue:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de "Enel Américas". Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Para información detallada con respecto al proceso de fusión y sus efectos en el capital emitido y otros ítems de patrimonio referirse a Nota 24.1.1.

II. Aspectos Contables

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

i. Activos y pasivos

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

A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 1 de marzo de 2016, fecha en que se materializó la división de Enersis Américas, y al 31 de diciembre de 2015:

	01/03/2016 M$	31/12/2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	161.018.932	144.261.845
Otros activos financieros corrientes	568.475	16.313.194
Otros activos no financieros corriente	5.815.999	3.984.943
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	583.273.636	596.364.468
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	32.782.254	23.611.569
Inventarios	42.865.038	42.616.615
Activos por impuestos corrientes	27.567.612	20.306.212
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**853.891.946**	**847.458.846**
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Otros activos financieros no corrientes	25.145.235	21.750.452
Otros activos no financieros no corrientes	5.631.227	4.769.885
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	14.550.780	14.392.223
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	32.780.878	45.716.371
Activos intangibles distintos de la plusvalía	42.372.945	42.879.326
Plusvalía	887.257.655	887.257.655
Propiedades, planta y equipo	3.444.874.361	3.429.167.797
Propiedad de inversión	8.152.496	8.150.987
Activos por impuestos diferidos	21.513.079	22.392.339
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	**4.482.278.656**	**4.476.477.035**
TOTAL DE ACTIVOS	**5.336.170.602**	**5.323.935.881**
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros corrientes	27.396.476	27.921.725
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	512.636.625	554.915.972
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	59.888.535	55.238.930
Otras provisiones corrientes	9.265.833	16.329.195
Pasivos por impuestos corrientes	20.652.997	15.119.789
Otros pasivos no financieros corrientes	9.168.651	6.120.658
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	**639.009.117**	**675.646.269**
PASIVOS NO CORRIENTES		
Otros pasivos financieros no corrientes	905.387.924	917.197.790
Otras cuentas por pagar no corrientes	4.883.177	6.034.216
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	251.527	97.186
Otras provisiones no corrientes	56.116.139	56.116.140
Pasivo por impuestos diferidos	238.227.605	235.101.356
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	55.697.489	55.023.456
Otros pasivos no financieros no corrientes	435.673	435.689
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**1.260.999.534**	**1.270.005.833**
TOTAL PASIVOS	**1.900.008.651**	**1.945.652.102**

ii. Otros resultados integrales acumulados en el patrimonio neto

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

Reservas generadas por	01/03/2016 M$	31/12/2015 M$
Diferencias de cambio por conversión	10.192.702	12.423.692
Coberturas de flujo de caja	(112.912.093)	(121.503.052)
Remedición de activos disponibles para la venta	14.841	14.835
Otras reservas	(553.646)	7.736.853
Total	**(103.258.196)**	**(101.327.672)**

iii. Ingresos y gastos

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

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 de 2015:

ESTADO DE RESULTADOS Ganancia (pérdida)	29/02/2016 M$	31/12/2015 M$
Ingresos de actividades ordinarias	402.810.199	2.382.671.016
Otros ingresos, por naturaleza	2.561.433	14.735.951
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza	**405.371.632**	**2.397.406.967**
Materias primas y consumibles utilizados	(236.672.086)	(1.481.985.559)
Margen de Contribución	**168.699.546**	**915.421.408**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3.367.108	21.004.053
Gastos por beneficios a los empleados	(16.099.065)	(136.554.721)
Gasto por depreciación y amortización	-	(153.201.662)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(968.888)	3.054.903
Otros gastos por naturaleza	(16.591.065)	(125.849.781)
Resultado de Explotación	**138.407.636**	**523.874.200**
Otras ganancias (pérdidas)	-	20.055.745
Ingresos financieros	2.563.118	15.270.169
Costos financieros	(8.616.990)	(61.616.349)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	1.293.725	8.905.045
Diferencias de cambio	(21.263)	(13.394.762)
Resultado por unidades de reajuste	267.856	4.839.077
Ganancia (pérdida) antes de impuestos, operaciones discontinuadas	**133.894.082**	**497.933.125**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones discontinuadas	(18.763.695)	(109.612.599)
GANANCIA (PÉRDIDA) OPERACIONES DISCONTINUADAS	**115.130.387**	**388.320.526**
Ganancia (Pérdida) operaciones discontinuadas atribuibles a:		
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a los propietarios de la controladora	77.879.507	293.190.772
Ganancia (pérdida) operaciones discontinuadas atribuible a participaciones no controladoras	37.250.880	95.129.754
TOTAL RESULTADO INTEGRAL OPERACIONES DISCONTINUADAS	**115.130.387**	**388.320.526**

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

iv. Flujos de efectivo

A continuación se presenta el desglose por naturaleza de los resultados integrales totales procedentes de operaciones discontinuadas" al 29 de febrero de 2016 y 31 de diciembre de 2015, dichos resultados forman parte de los Estados de Resultados Integrales Consolidados, por Naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Estado de flujos de efectivo resumidos	**29/02/2016 M$**	**31/12/2015 M$**
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	151.998.467	576.531.527
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(46.141.505)	(296.741.342)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(88.197.076)	(273.442.450)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	**17.659.886**	**6.347.735**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(902.799)	4.898.483
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**16.757.087**	**11.246.218**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	144.261.845	133.015.627
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**161.018.932**	**144.261.845**

6. Combinación de Negocios – Fusión por Absorción entre Codensa S.A. y Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (Decsa) y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (EEC)

El 1 de octubre de 2016, se materializó la fusión entre nuestra filial colombiana Codensa S.A. ("Codensa") y sus filiales Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. ("DECSA") y Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. ("EEC").

DECSA, incorporada en 2009 como un negocio conjunto entre nuestra filial Codensa (con un 49% de propiedad accionaria) y Empresa Eléctrica de Bogotá (con un 51% de propiedad accionaria), era a su vez la matriz de EEC (con un 82,34% de propiedad accionaria) la empresa distribuidora de energía de la región de Cundinamarca.

En virtud de la fusión, Codensa absorbió por incorporación a DECSA y EEC, a través de un intercambio de acciones sin aportes monetarios, disolviéndose estas últimas, sin liquidarse. El número total de acciones emitidas por Codensa fue de 1.668.377 acciones por un monto total de M$ 23.390.629 (MCol $ 105.532.468).

En consecuencia, el Grupo alcanzó a través de su filial Codensa, el control de DECSA y EEC. Previo a la fusión, DECSA era considerada un negocio conjunto contabilizado usando el método de la participación.

La fusión de DECSA y EEC en Codensa fue registrada siguiendo los criterios de contabilización de las combinaciones de negocios realizadas por etapas, detallados en la nota 2.7.1.

En lo operativo esta transacción generará sinergias y mayores economías de escala bajo la sociedad fusionada, resultando en un mejoramiento de la operación actual con mayor confiabilidad y mejor calidad del servicio, al igual que una expansión más coordinada y organizada de las redes de distribución en la región, consolidando una estructura más efectiva y competitiva frente a los retos del sector.

Si la adquisición hubiese ocurrido el 1 de enero de 2016, se estima que para el ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016, los ingresos de actividades ordinarias consolidados habrían incrementado en M$ 65.341.964 y la ganancia consolidada antes de impuesto se habría incrementado en M$ 2.423.521. Previo a la fusión Codensa y EEC eran consideradas dos UGEs independientes, sin embargo durante este proceso se solicitó ante la entidad regulatoria correspondiente la "Integración de mercados", con lo cual ambos negocios se convirtieron en un solo mercado atendido por Codensa fusionada y para el cual rige una misma tarifa.

La moneda funcional de las entidades adquiridas es el Peso Colombiano ($ Col). Enel Américas ha convertido los efectos iniciales de la combinación de negocios a su moneda de presentación usando el tipo de cambio vigente a la fecha de la adquisición. Al cierre de cada período de reporte los estados financieros de Codensa son convertidos siguiente el criterio contable detallado en la nota 2.7.3.

a) Contraprestación transferida

La contraprestación transferida corresponde a los instrumentos de patrimonio emitidos por Codensa que fueron entregados a los otros accionistas de DECSA y EEC, considerando la siguiente relación de intercambio de acciones:

Número de acciones previo a la fusión	132.093.274
Número de acciones nuevas emitidas	1.668.377
Número de acciones posterior a la fusión	133.761.651
Porcentaje de incremento accionario	1,247%

	M$
Valor razonable de Codensa (1)	1.875.423.238
Valor razonable de la contraprestacion transferida	23.390.629

(1) El valor razonable de Codensa fue obtenido mediante un "fairness opinion" efectuado por la banca de inversión de Banco BBVA de Colombia, ajustado en los dividendos del 1 de septiembre al 31 de diciembre de 2014 cuyo pago fue previsto para el 2016.

b) Costos relacionados con la adquisición

Codensa incurrió en costos de M$ 238.400 relacionados con la fusión, por concepto de honorarios de asesoría financiera. Estos costos fueron reconocidos en el rubro "Otros gastos por naturaleza" del estado de resultados integrales consolidado por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016.

c) Activos adquiridos y pasivos asumidos en la fecha de adquisición

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

Activos netos adquiridos identificables	**Valor razonable M$**
Efectivo y equivalentes de efectivo	6.127.946
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar (1)	12.751.001
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	1.502.225
Inventarios	1.608.438
Propiedades, planta y equipo	93.511.064
Activos intangibles distintos de la plusvalía	411.784
Otros activos no financieros	663.441
Activos por impuestos corrientes	3.507.502
Activo por impuestos diferidos	17.662.826
Otros pasivos financieros	(28.483.692)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(12.939.218)
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	(1.062.825)
Provisiones por beneficios a los empleados	(20.554.698)
Otras provisiones (2)	(8.124.519)
Pasivos por impuestos corrientes	(2.989.013)
Pasivo por impuesto diferido	(16.368.227)
Total	**47.224.035**

(1) El monto bruto de las cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar es de M$ 13.252.618, de los cuales se estima que M$290.777 sean incobrables.

(2) En la fecha de adquisición, se ha identificado una provisión por pasivos contingentes con un valor razonable de M$4.397.771, originada por contingencias legales y tributarias.

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

i.- enfoque de mercado mediante el método de comparación, tomando como base los precios de mercado cotizados para elementos idénticos o comparables cuando estos están disponibles.

ii.- enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.

iii.- enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

Conciliación de valores

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

d) Compra en condiciones ventajosas

La combinación de negocios originó un resultado por compra en condiciones ventajosas originado porque el valor razonable de los activos adquiridos y pasivos asumidos excedió el total del valor razonable de la consideración transferida y el valor razonable de la participación pre-existente.

	M$
Contraprestacion transferida	23.390.629
Valor razonable de participación pre-existente	19.124.743
Valor razonable de los activos netos adquiridos identificables	(47.224.035)
Ganancia reconocida en transaccion de adquisición en condicion muy ventajosa	**(4.708.663)**

La ganancia reconocida por la compra en condiciones ventajosas fue reconocida en "Otras ganancias (pérdidas)" en el estado de resultados integrales consolidado por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016. (Ver Nota 30).

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

La remedición del valor razonable de la participación pre-existente que Codensa tenía sobre DECSA y EEC, resultó en una pérdida de M$ 11.556.684. Este monto corresponde a la diferencia negativa que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente en DECSA y EEC con su valor en libros.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre-existente, acumuladas en el patrimonio de Enel Américas hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, generando una pérdida de M$ 2.456.619.

Ambos montos fueron registrados en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" del estado de resultados integrales consolidado en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016. (Ver Nota 30)

7. Efectivo y equivalentes al efectivo

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al 31/12/2016 M$	Saldo al 31/12/2015 M$
Efectivo en caja	1.375.922	7.718.308
Saldos en bancos	413.804.373	194.453.214
Depósitos a corto plazo	1.166.207.164	573.985.007
Otros instrumentos de renta fija	219.122.838	409.006.815
Total	**1.800.510.297**	**1.185.163.344**

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

b) El detalle por tipo de moneda del efectivo y efectivo equivalente, es el siguiente:

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	Saldo al 31/12/2016 M$	Saldo al 31/12/2015 M$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	$ Chilenos	633.810.173	835.468.993
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	$ Argentinos	143.806.314	44.883.600
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	$ Colombianos	274.980.582	156.731.922
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Real Brasileño	199.097.354	91.204.686
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	Nuevo Sol Peruano	101.652.919	34.749.661
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US$ Estadounidenses	447.162.955	22.124.482
Total	**Total**	**1.800.510.297**	**1.185.163.344**

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al 31/12/2016 M$	Saldo al 31/12/2015 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.800.510.297	1.185.163.344
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	-	144.261.845
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	**1.800.510.297**	**1.329.425.189**

(*) Ver nota 5.1.II.i).

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

Pérdida de control en subsidiarias	Saldo al 31/12/2016 M$	Saldo al 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**

e) Otras salidas de efectivo clasificadas como actividades de financiación:

Otros pagos de actividades de financiación	Por los ejercicios terminados	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Efectivo y efectivos equivalentes transferidos a Enel Chile (1)	(161.018.932)	-
Pagos por operaciones Swap	(83.595.247)	(3.060.551)
Otros pagos de actividades de financiación	(73.130.619)	(16.861.164)
Total otros pagos de actividades de financiación	(317.744.798)	**(19.921.715)**

(1) Como consecuencia de la materialización de la división de Enel Américas (ver nota 5.1), con fecha 1 de marzo de 2016, se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Enel Chile.

f) La siguiente tabla presenta los principales flujos utilizados en "Otros pagos por actividades de operación" incluidos en el Estado de Flujos de Caja:

Otros pagos por actividades de operación	Por los ejercicios terminados	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Pagos por otros impuestos (VAT, ICMS, PIS/COFINS, impuesto a las ventas, impuestos aduaneros, impuestos transferencias bancarias) (1)	(830.568.886)	(809.173.431)
Pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa Hogar (2)	(306.234.566)	(353.788.383)
Pagos por la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) (3)	(168.950.353)	(112.994.353)
Otros pagos varios de actividades de operación (4)	(259.004.269)	(296.851.010)
Total otros pagos por actividades de operación	**(1.564.758.074)**	**(1.572.807.177)**

(1) Los principales componentes de pagos por otros impuestos son los siguientes:

- ICMS: Es un impuesto al valor agregado (IVA) estatal en Brasil, aplicado sobre la venta de bienes y servicios de telecomunicaciones y transporte. Los pagos por concepto de ICMS fueron M$ 579.888.468 y M$ 515.723.919 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.
- Impuestos PIS/COFINS: En Brasil, el "Programa de Integração Social" (PIS), es un impuesto de contribución social que pagan las compañías, cuyo objetivo es financiar el pago del seguro de desempleo y de ayuda a trabajadores de baja renta, mientras que el "Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social" (COFINS), es un impuesto de contribución federal, aplicado sobre los ingresos brutos provenientes de las ventas comerciales. Los montos totales pagados por PIS/COFINS fueron M$ 137.330.605 y M$ 137.511.696 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.
- Pagos por impuestos a las ventas en Perú por M$ 59.561.466 y M$ 50.560.335 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

(2) Nuestra filial Colombiana Codensa, firmó un acuerdo con un tercero no relacionado para desarrollar un negocio con los clientes de Codensa. En virtud de este acuerdo, Codensa administra la recaudación de las cuentas por cobrar de la otra parte del acuerdo, dado que ellas son facturadas como parte de las facturas que Codensa emite mensualmente a sus clientes. Los pagos están relacionados con los montos mensualmente cobrados bajo el acuerdo de administración de cobranza, mientras que los cobros se presentan como "Otros cobros de actividades de la operación".

(3) En Brasil, la Ley 10,438/2002 creó la "Conta de Desenvolvimento Energético" (Cuenta de Desarrollo Energético - CDE). La CDE es un fondo gubernamental cuyo objetivo es promover el desarrollo de fuentes alternativas de energía, promover la globalización de los servicios energéticos y subsidiar clientes residenciales de baja renta. El fondo es financiado mediante cargos incluidos en las tarifas a clientes y generadores y contribuciones gubernamentales.

(4) Otros pagos varios de actividades de operación incluyen diversos tipos de pagos individuamente no significativos que están relacionados con actividades de la operación.

8. Otros Activos Financieros

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

Otros activos financieros (*)	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez		-	1.277.058	616.296
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (2)		-	687.458.647	487.893.679
Activos mantenidos hasta el vencimiento (1)	25.201.114	27.195.496	36.272	39.673
Instrumentos derivados de cobertura	173.106	1.172.125	-	978.556
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (1)	44.019.453	35.467.539	320.461	-
Instrumentos derivados de no cobertura	21.825.932	4.427.286	-	-
Total	**91.219.605**	**68.262.446**	**689.092.438**	**489.528.204**

(*) ver nota 20.1.a

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

(2) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañias concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión.
Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando a partir de entonces a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver nota 3.f).

9. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar

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

	Saldo al			
	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente M$		No Corriente M$	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**1.209.432.144**	**1.194.381.502**	**373.496.513**	**398.695.864**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	999.426.442	859.695.602	77.366.903	82.274.666
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	210.005.702	334.685.900	296.129.610	316.421.198

	Saldo al			
	31/12/2016		31/12/2015	
	Corriente M$		No Corriente M$	
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**1.030.219.227**	**1.088.131.567**	**359.647.596**	**398.695.864**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	823.076.565	754.571.268	63.517.986	82.274.666
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	207.142.662	333.560.299	296.129.610	316.421.198

(1) Incluye principalmente al 31 de diciembre de 2016, cuentas por cobrar al personal por M$ 14.134.595 (M$ 14.081.204 al 31 diciembre de 2015); Resolución SE 32/2015 (aplicable en Argentina) por M$ 0 (M$ 28.174.339 al 31 de diciembre de 2015) (ver nota 4); impuestos por recuperar (IVA) por M$ 45.773.288 (M$ 62.451.442 al 31 de diciembre de 2015); cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma en diciembre de 2014 del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como compensables determinados costos incurridos por las compañías distribuidoras a recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por M$ 18.566.742 (M$ 150.798.761 al 31 de diciembre de 2015), las cuales se encuentran garantizadas por el estado brasileño; cuentas por cobrar por M$ 123.304.720 (M$83.800.187 al 31 de diciembre de 2015) a consumidores de "baja renta" (bajos ingresos) a los cuales se les realiza un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta", donde el Estado brasileño compensa a nuestras filiales Ampla y Coelce ese descuento a título de subsidio estatal; cuentas por cobrar relacionadas con proyecto VOSA en Argentina por M$ 232.754.724 (M$237.424.900 al 31 de diciembre de 2015) (Ver Nota 32.5).

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

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados el 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 10.1.

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	**Saldo al 31/12/2016 ThCh$**	**Saldo al 31/12/2015 ThCh$**
Con antiguedad menor de tres meses	160.365.020	117.895.535
Con antiguedad entre tres y seis meses	19.087.106	25.783.187
Con antiguedad entre seis y doce meses	17.366.632	28.220.570
Con antiguedad mayor a doce meses	15.993.840	7.034.592
Total	**212.812.598**	**178.933.884**

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

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M$
Saldo al 1 de enero de 2015	**162.340.986**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	46.890.017
Montos castigados	(23.480.578)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.623.000)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(35.877.490)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**106.249.935**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	88.751.534
Montos castigados	(51.706.932)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	44.094.918
Otros movimientos	5.672.379
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**193.061.834**

(*) Ver Nota 28. Pérdidas por deterioro de activos financieros.

El aumento de las provisiones por deterioro de cuentas comerciales, relacionadas con las operaciones continuadas de Enel Américas, ascendieron a M$ 88.751.534 y M$ 46.890.017 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente (Ver Nota 28).

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (Ver notas 3.f.3 y 19.5).

d) Información adicional:

- Información adicional estadística requerida por oficio circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 3 de febrero de 2012, (taxonomía XBRL). Ver Anexo 6.

- Información complementaria de Cuentas Comerciales. Ver Anexo 6.1.

10. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas.

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

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

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

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

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

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

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la transacción	Moneda
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	CH$
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	$ Col
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común	$ Col
Extranjero	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz común	$ Col
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	$ Arg
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH$
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	$ Col
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	CH$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	CH$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	CH$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	$ Arg
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH$
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	$ Arg
76.014-570-K	GasAtacama Chile S.A.	Chile	Matriz común	CH$
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	CH$
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	$ Col
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	Soles
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	CH$
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	$ Col
96.806.130-5	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Chile	Matriz común	CH$
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eólica	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz común	CH$
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	$ Col
Extranjera	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz Común	Soles
Extranjero	Enel Green Power Colombia	Colombia	Matriz común	$ Col
Extranjero	Enel Green Power Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Soluções Energéticas	Brasil	Matriz común	Real

Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes 31/12/2016 M$	Corrientes 31/12/2015 M$	No corrientes 31/12/2016 M$	No corrientes 31/12/2015 M$
Otros servicios	Más de 90 días	12.748	13.077	-	-
Otros servicios	Más de 90 días	-	28.628	-	-
Otros servicios	Más de 90 días	-	5.833	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	13.546	30.373	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	62.372	114.758	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	32.253	42.003	240.677	355.485
Otros servicios	Menos de 90 días	27.765.732	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	14.595	3.276	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	888.311	931.267	-	-
Ventas de energía	Menos de 90 días	-	553.472	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	216.682	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	36.067	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	3.826	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	14.457	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	14.953	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	360	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	64.454	-	-	-
Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	85.896	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	86.035	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	874.980	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	2.266	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	99.972	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	36.279	145.858	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	220.142	116.940	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	29	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	405	343	-	-
Ventas de energía	Menos de 90 días	37.129	460	-	-
Peajes	Menos de 90 días	552	-	-	-
Ventas de energía	Menos de 90 días	26.905	460	-	-
Peajes	Menos de 90 días	552	-	-	-
Ventas de energía	Menos de 90 días	57.039	538	-	-
Peajes	Menos de 90 días	642	-	-	-
Ventas de energía	Menos de 90 días	38.205	469	-	-
Peajes	Menos de 90 días	561	-	-	-
Peajes	Menos de 90 días	407	344	-	-
Peajes	Menos de 90 días	406	341	-	-
Ventas de energía	Menos de 90 días	17.757	263	-	-
Peajes	Menos de 90 días	321	-	-	-
Ventas de energía	Menos de 90 días	44.662	429	-	-
Peajes	Menos de 90 días	507	-	-	-
Ventas de energía	Menos de 90 días	47.353	429	-	-
Peajes	Menos de 90 días	512	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	15.306	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	22.609		-	
Otros servicios	Menos de 90 días	6.490		-	
Otros servicios	Menos de 90 días	17.986	978.185	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	24.600	21.454	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	67	54	-	-

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la transacción	Moneda
Extranjero	Enel Green Power Maniçoba	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Esperança	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Damascena	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	$ Col
			Total	

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la transacción	Moneda
Extranjero	Enel Iboeroamérica S.R.L.	España	Matriz	$ Arg
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	CH$
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	$ Col
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Euros
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	Real
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	$ Arg
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	$ Arg
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz	$ Arg
Extranjero	Enel Iboeroamérica S.R.L.	España	Matriz	CH$
Extranjero	Enel Iboeroamérica S.R.L.	España	Matriz	$ Col
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada	$ Arg
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH$
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz común	CH$
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común	Euros
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	$ Col
Extranjero	Enel Distribuzione	Italia	Matriz común	Euros
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	$ Arg
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	Euros
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común	$ Col
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	US$
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	Euros
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común	$ Col
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	Euros
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común	CH$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	CH$
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz común	$ Col
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común	Real
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	CH$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	US$
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	$ Col
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz común	Soles
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	CH$
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común	Euros
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz común	US$
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	CH$
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	CH$
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	Real
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.)	Chile	Matriz común	$ Col
Extranjero	Yacylec S.A.	Argentina	Matriz común	$ Arg
Extranjero	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz común	$ Col
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	Euros
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Real
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Euros
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz	$ Col
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real

Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes 31/12/2016 M$	Corrientes 31/12/2015 M$	No corrientes 31/12/2016 M$	No corrientes 31/12/2015 M$
Otros servicios	Menos de 90 días	783	626	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	732	585	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	783	624	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	207.814	-	-
		30.541.199	**3.566.930**	**240.677**	**355.485**

Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes 31/12/2016 M$	Corrientes 31/12/2015 M$	No corrientes 31/12/2016 M$	No corrientes 31/12/2015 M$
Otros servicios	Menos de 90 días	-	59.416	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	59.528.900	29.658.243	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	267.888	302.025	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	1.217.413	414.397	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	14.432	384.082	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	45.624	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	20.646	173.687	-	-
Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	155.524	-	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	-	58.897.984	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	92.518	40.920	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	176.952	161.015	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	193	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	32.563	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	24.636	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	28.617	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	790.375	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	1.824.919	194.151	-	-
Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días	883.536		-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	396.278	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	395.889	184.373	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	248.497	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	3.573.219	1.513.001	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	36.941	192.920	-	-
Compras de energía	Menos de 90 días	-	1.121.851	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	71.467	74.089	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	441.971	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	1.294.233	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	27.561	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	24.295		-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	3.837.156	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	639.233	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	29.878	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	341.948	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	1.662.003	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	177.416		-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	399.859	-	-	-
Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días	519.570	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	486.745	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	36.276	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	13.278	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	10.044	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	101.701	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	348.870	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	12.027.207	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	17.051.494	2.841.305	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	2.715.692	9.039	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	560.413	59.242	-	-
Compras de energía	Menos de 90 días	266.092	152.859	-	-

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la transacción	Moneda
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Dois Riachos SA	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común	Real
Extranjera	ENEL Green Power Fazenda S.A.	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjera	Cabeça de Boi	Brasil	Matriz Común	Real
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	$ Col
Extranjero	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz común	Euros
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	Soles
Extranjera	Enel Italia Servizi SRL	Italia	Matriz Común	US$
Extranjero	Enel Green Power Desenvolvimiento Ltda.	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Brasil	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Brasil Participações Ltda	Brasil	Matriz común	Real
Extranjero	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común	$ Col
		Total		

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultados:

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

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la transacción
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común
Extranjero	Endesa Energía S.A.	España	Matriz común
Extranjero	Enel Latinoamérica S.A	España	Matriz común
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común
Extranjero	Endesa Generación	España	Matriz común
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A. (*)	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (*)	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada
Extranjero	SACME	Argentina	Asociada
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A. (*)	Chile	Matriz común
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz
Extranjero	Enel Iberoamérica S.R.L	España	Matriz
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada
96.806.130-5	Electrogas S.A. (*)	Chile	Asociada
Extranjero	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz común
Extranjero	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz común
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común
Extranjero	Enel Ingegneria e Ricerca	Italia	Matriz común
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto

Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Corrientes 31/12/2016 M$	Corrientes 31/12/2015 M$	No corrientes 31/12/2016 M$	No corrientes 31/12/2015 M$
Compras de energía	Menos de 90 días	277.658	110.781	-	-
Compras de energía	Menos de 90 días	360.933	234.876	-	-
Compras de energía	Menos de 90 días	254.258	157.329	-	-
Compras de energía	Menos de 90 días	304.695	-	-	-
Compras de energía	Menos de 90 días	189.400	72.411	-	-
Compras de energía	Menos de 90 días	268.163	183.859	-	-
Compras de energía	Menos de 90 días	338.448	195.699	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	152.987	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	208.043	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	4.064.776	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	3.780.903	82.220	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	42.196	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	46.523	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	86.288	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	328.197	286.224	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	19.140	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	21.947	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	194.486	64.546	-	-
		111.704.039	**109.897.508**	**-**	**-**

Descripción de la transacción	31/12/2016 Totales M$	31/12/2015 Totales M$
Otros ingresos de explotación	43.900	275.290
Ventas de gas	-	14.604.841
Otros gastos fijos de explotación	(86.031)	(107.759)
Consumo de combustible	(11.478.600)	(15.030.911)
Otros gastos fijos de explotación	(26.158)	(120.896)
Derivados de commodities	-	(2.144.063)
Consumo de gas	(13.704.410)	(123.964.573)
Transporte de gas	(8.923.783)	(52.195.582)
Otras prestaciones de servicios	-	54.377
Otros ingresos financieros	1.103	81.749
Ventas de energía	444.523	3.260.734
Peajes	(150.802)	151.088
Otras prestaciones de servicios	-	650.390
Otros gastos fijos de explotación	(37.162)	-
Servicios externalizados	(1.648.727)	(1.969.563)
Compras de energías	(1.484.096)	(10.600.564)
Peajes	(42.756)	(292.198)
Otras prestaciones de servicios	59.824	392.312
Ventas de energía	131.409	286.833
Otros gastos fijos de explotación	(820.620)	(1.175.297)
Otros ingresos de explotación	2.745	3.491
Peajes	(885.381)	(3.296.956)
Consumo de combustible	174.832	(952.044)
Otros ingresos de explotación	156.531	172.728
Otras prestaciones de servicios	-	1.188.564
Otras prestaciones de servicios	6.074	35.773
Otros gastos fijos de explotación	(1.681.705)	(2.241.294)
Ventas de energía	6.153.924	4.263.174
Otros ingresos de explotación	16.794	-
Otras prestaciones de servicios	2.217.663	2.951.317

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la transacción
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (*)	Chile	Negocio Conjunto
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)	Chile	Negocio Conjunto
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común
Extranjero	Endesa España	España	Matriz común
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común
Extranjero	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz común
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa (*)	Chile	Matriz común
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común
76.052.206-6	Parque Eolico Valle de los Vientos S.A. (*)	Chile	Matriz común
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz
Extranjero	Enel S.p.A.	Italia	Matriz
Extranjero	Enel Italia	Italia	Matriz común
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común
76.179.024-2	Parque Eolico Tal Tal S.A. (*)	Chile	Matriz común
Extranjero	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Matriz común
Extranjero	Quatiara Energia S.A.	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Cristal Eolica	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power SAO Judas Eolica	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Primavera Eolica	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Emiliana Eolica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjera	Enel Green Power Joana Eolica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjera	Enel Green Power Pau Ferro Eólica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz común
Extranjera	Enel Green Power Pedra Do Gerônimo Eólic	Brasil	Matriz Común
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz común
Extranjera	Enel Green Power Tacaicó Eólica Sa	Brasil	Matriz Común
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz común
Extranjera	Enel Green Power Modelo I Eolica SA	Brasil	Matriz Común
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz común
Extranjera	Enel Green Power Modelo II Eolica SA	Brasil	Matriz Común
Extranjero	Enel Produzione	Italia	Matriz común
Extranjero	Energía Nueva Energía Limpia Mexico S.R.L	Mexico	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Italia	Italia	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Damascena S.A.	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Esperança S.A.	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Green Power Maniçoba S.A.	Brasil	Matriz común
Extranjero	Enel Solucoes Energeticas Ltda	Brasil	Matriz común
Extranjera	Enel Green Power Dois Riachos Eolica S.A.	Brasil	Matriz Común
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común
96.800.570-7	Enel Distribución Chile S.A. (Ex Chilectra S.A.)	Chile	Matriz Común
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (Ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (Ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común

Descripción de la transacción	31/12/2016 Totales M$	31/12/2015 Totales M$
Otros gastos fijos de explotación	(4.575)	-
Peajes	(1.302.137)	(1.725.582)
Otras prestaciones de servicios	-	(9.322)
Peajes	(245.968)	(1.473.974)
Otros ingresos de explotación	-	36.266
Otros gastos fijos de explotación	(114.835)	(174.638)
Otros ingresos de explotación	48.233	-
Otros gastos fijos de explotación	(554.814)	(216.437)
Derivados de commodities	-	(833.366)
Compras de energías	(817.159)	(3.264.764)
Peajes	(40.520)	(153.929)
Otras prestaciones de servicios	35.765	109.891
Ventas de energía	34.820	87.062
Compras de energías	(2.809.400)	(14.929.463)
Ventas de energía	139.003	670.035
Otros gastos fijos de explotación	(12.363.147)	(13.567.378)
Otros gastos fijos de explotación	-	(72.057)
Otros ingresos de explotación	103.453	124.626
Otros gastos fijos de explotación	(4.138.401)	(168.463)
Compras de energías	(4.382.025)	(26.456.188)
Ventas de energía	25.545	217.448
Compras de energías	-	(65.275)
Venta de Energía	10	-
Otras prestaciones de servicios	4.502	5.404
Otras prestaciones de servicios	4.482	5.380
Otras prestaciones de servicios	4.524	5.430
Compras de energía	(2.724.697)	(1.982.654)
Otras prestaciones de servicios	24.565	7.802
Venta de Energía	404.251	-
Compras de energía	(2.469.660)	(1.463.855)
Otras prestaciones de servicios	19.122	7.208
Venta de Energía	292.935	-
Compras de energía	(3.479.754)	(2.397.927)
Otras prestaciones de servicios	23.085	3.523
Venta de Energía	515.566	-
Compras de energía	(3.007.765)	(2.313.314)
Otras prestaciones de servicios	12.728	3.461
Venta de Energía	486.273	-
Compras de energía	(1.674.660)	(910.249)
Otras prestaciones de servicios	7.892	2.124
Venta de Energía	193.337	-
Compras de energía	(3.582.111)	(2.978.980)
Otras prestaciones de servicios	38.312	7.114
Venta de Energía	621.023	-
Compras de energía	(2.474.407)	(1.997.894)
Otras prestaciones de servicios	24.698	6.218
Venta de Energía	415.968	-
Otros gastos fijos de explotación	(329.251)	(403.404)
Otras prestaciones de servicios	13.155	16.312
Otros gastos fijos de explotación	(129.828)	(68.787)
Otras prestaciones de servicios	8.475	2.723
Otras prestaciones de servicios	7.922	2.545
Otras prestaciones de servicios	8.475	2.723
Otras prestaciones de servicios	726	298
Compra de Energía	(3.397.915)	-
Venta de Materiales	3.519.163	-
Otros gastos fijos de explotación	(177.484)	-
Otros Ingresos financieros	33.090	-
Otras Prestaciones de Servicios	(12.790)	-
Otros Ingresos financieros	1.043.354	-
Otras Prestaciones de Servicios	52.306	-

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la transacción
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (Ex Endesa S.A.)	Chile	Matriz Común
76.003.204-3	Eolica Canela	Chile	Matriz Común
96.770.940-9	Celta	Chile	Matriz Común
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	Chile	Matriz Común
76.788.080-4	Gas Atacama Chile	Chile	Matriz Común
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex Enersis Chile)	Chile	Matriz Común
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex Enersis Chile)	Chile	Matriz Común
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (Ex Enersis Chile)	Chile	Matriz Común
Extranjero	Yacylec	Argentina	Asociada
Extranjero	Yacylec	Argentina	Asociada
Extranjera	Enel Green Power Paranapanema S.A	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Mourao S.A.	Brasil	Matriz Común
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA (*)	Chile	Matriz común
Extranjera	Enel Green Power Cabeca de Boi SA	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Cabeca de Boi SA	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Fazenda SA	Brasil	Matriz Común
Extranjera	Enel Green Power Fazenda SA	Brasil	Matriz Común
		Total	

(*) Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, los efectos en resultados de las transacciones con estas compañías en Chile han sido clasificados como operaciones discontinuadas en el estado de resultados integrales (ver Nota 5.1).

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 ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

Descripción de la transacción	31/12/2016 Totales M$	31/12/2015 Totales M$
Otros gastos fijos de explotación	(2.869.927)	-
Otras Prestaciones de Servicios	215	-
Otros gastos fijos de explotación	(404.827)	-
Otros ingresos de explotación	53.146	-
Otras Prestaciones de Servicios	86.404	-
Otros gastos fijos de explotación	(2.285.984)	-
Otras Prestaciones de Servicios	141	-
Otros Gastos financieros	(331.579)	-
Otras Prestaciones de Servicios	2.869.931	-
Otros gastos fijos de explotación	(5.446.579)	-
Otras prestaciones de servicios	10.113	12.886
Otras prestaciones de servicios	(101.652)	(122.237)
Compra de Energía	(376.972)	-
Otros gastos fijos de explotación	(63.353)	-
Compra de Energía	(120.014)	-
Ventas de energía	39.708	153.158
Compras de energía	(101.565)	(505.404)
Compra de Energía	(712.595)	-
Venta de Energía	502.687	-
Compra de Energía	(651.000)	-
Venta de Energía	226.342	-
	(83.304.814)	**(262.484.943)**

10.2 Directorio y personal clave de la gerencia

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

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2016, corresponde al elegido en la Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 28 de abril de 2016, el cual quedó conformado por las siguientes personas:

Sr. Francisco de Borja Acha Besga
Sr. José Antonio Vargas Lleras
Sr. Livio Gallo
Sr. Enrico Viale
Sr. Hernán Somerville Senn
Sr. Patricio Gómez Sabaini
Sr. Domingo Cruzat Amunátegui

En sesión de Directorio del 29 de abril de 2016 fueron elegidos como Presidente del Directorio, don Francisco de Borja Acha Besga, como Vicepresidente del Directorio, don José Antonio Vargas Lleras, y como Secretario del Directorio, don Domingo Cruzat Amunátegui.

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 independientes señores Hernan Somerville Senn, Patricio Gómez Sabaini y Domingo Cruzat Amunátegui. El Presidente y Secretario del Comité de Directores designados fueron don Hernan Somerville Senn y don Domingo Cruzat Amunátegui, respectivamente.

El Directorio designó como Experto Financiero del Comité de Directores de Enel Américas S.A., a don Hernan Somerville Senn.

a) Cuentas por cobrar y pagar y otras transacciones

Cuentas por cobrar y pagar

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

Otras transacciones

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

b) Retribución del Directorio

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

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

- 180 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director. A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2015.

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

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

Comité de Directores:

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

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 60,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y

- 22,00 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión.

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

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2016.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enel Américas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

				31/12/2016		
R.U.T	**Nombre**	**Cargo**	**Período de desempeño**	**Directorio de Enel Américas M$**	**Directorio de Filiales M$**	**Comité de Directores M$**
Extranjero	Francisco de Borja Acha Besga (1)	Presidente	enero - diciembre 2016	-	-	-
Extranjero	José Antonio Vargas Lleras (2)	Vicepresidente	mayo - diciembre 2016	-	-	-
Extranjero	Francesco Starace	Vicepresidente	enero - abril 2016	-	-	-
4.975.992-4	Herman Chadwick Piñera	Director	enero - abril 2016	25.349	-	8.445
Extranjero	Enrico Viale (4)	Director	mayo - diciembre 2016	-	-	-
Extranjero	Livio Gallo (3)	Director	mayo - diciembre 2016	-	-	-
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - abril 2016	25.349	-	8.445
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2016	92.362	-	30.783
Extranjero	Patricio Gómez Sabaini (5)	Director	mayo - diciembre 2016	71.676	-	23.892
6.989.304-K	Domingo Cruzat Amunátegui (6)	Director	mayo - diciembre 2016	71.676	-	23.892
Extranjero	Alberto de Paoli	Director	enero - abril 2016	-	-	-
Extranjero	Francesca Di Carlo	Director	enero - abril 2016	-	-	-
	TOTAL			**286.412**	**-**	**95.457**

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

(1) Con fecha 30 de septiembre de 2015 el Sr. Francisco de Borja Acha Besga asumió como Presidente, fue nombrado nuevamente como Presidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(2) El Sr. José Antonio Vargas Lleras fue nombrado como Vicepresidente con fecha 29 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(3) El Sr. Livio Gallo fue nombrado como Director el 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(4) El Sr. Enrico Viale fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016. No percibe honorarios.

(5) El Sr. Patricio Gómez Sabaini fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

(6) El Sr. Domingo Cruzat Amunátegui fue nombrado como Director con fecha 28 de abril de 2016.

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

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.3 Retribución del personal clave de la gerencia

a) Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia

	Miembros de la Alta Dirección	
RUT	**Nombre**	**Cargo**
Extranjero	Luca D'Agnese (1)	Gerente General
7.750.368-4	Daniel Fernandez Koprich (2)	Subgerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allué (5)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Raffaele Cutrignelli (8)	Gerente de Auditoría Interna
24.852.388-3	Francesco Giorgianni (6)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (3)	Gerente de Comunicación
24.166.243-8	Alain Rosolino (4)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.625.745-0	Antonio Barreda Toledo (7)	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

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

(1) El Sr. Luca D'Agnese asumió el 29 de enero de 2015 como Gerente General en reemplazo del Sr. Luigi Ferraris, quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Américas, prestando sus servicios hasta esa misma fecha.

(2) El Sr. Daniel Fernández Koprich asumió el 12 de noviembre de 2014 como Subgerente General en reemplazo del Sr. Massimo Tambosco. El Sr. Daniel Fernández dejó de prestar sus servicios a contar del 29 de abril de 2016.

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

(4) El Sr. Alain Rosolino asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Recursos Humanos y Organización en reemplazo de la Sra. Paola Visintini Vaccarezza quien presentó su renuncia voluntaria a Enel Américas, prestando sus servicios hasta el día 30 de septiembre de 2016.

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

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

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

(8) El Sr. Raffaele Cutrignelli asumió el 1 de octubre de 2016 como Gerente de Auditoría Interna en remplazo de Alain Rosolino, quien asumió la Gerencia de Recursos Humanos y Organización, en esa misma fecha.

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

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

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de	
	2016 M$	**2015 M$**
Remuneración	3.324.508	3.308.345
Beneficios a corto plazo para los empleados	165.972	352.329
Otros beneficios a largo plazo	58.150	449.243
TOTAL	**3.548.630**	**4.109.917**

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

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

10.4 Planes de retribución vinculados a la cotización de la acción

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

11. Inventarios

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

	Saldo al	
Clases de Inventarios	**31/12/2016 M$**	**31/12/2015 M$**
Mercaderías	396.362	872.084
Suministros para la producción	**15.509.565**	**16.060.887**
Petróleo	10.375.375	13.602.708
Carbón	5.134.190	2.458.179
Otros inventarios (*)	50.504.122	78.124.926
Total	**66.410.049**	**95.057.897**
		-
Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	**50.504.122**	**78.124.926**
Repuestos	21.997.471	22.871.137
Materiales eléctricos	28.506.651	55.253.789

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M$ 244.886.033 (M$ 585.616.918 por el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, de los cuales M$ 258.113.922 corresponden a Operaciones Continuadas). Ver Nota 26.

Por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

12. Activos y Pasivos por Impuestos

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

	Saldo al	
Activos por impuestos	**31/12/2016 M$**	**31/12/2015 M$**
Pagos provisionales mensuales (*)	49.240.711	45.274.710
Crédito por utilidades absorbidas	30.316.819	47.244
Créditos por gastos de capacitación	9.000	80.000
Otros	2.758.729	2.052.634
Total	**82.325.259**	**47.454.588**

(*) Pagos provisionales mensuales efectuados por sociedades holding.

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

	Saldo al	
Pasivos por Impuestos	**31/12/2016 M$**	**31/12/2015 M$**
Impuesto a la renta	134.876.333	142.607.960
Total	**134.876.333**	**142.607.960**

13. Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación.

13.1. Inversiones contabilizadas por el método de participación

a. A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

R.U.T	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (3)	Negocio conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%
					TOTALES

R.U.T	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación
Extranjero	Yacylec S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	22,22%
Extranjero	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	50,00%
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%
Extranjero	Central Termica San Martin	Asociada	Argentina	Peso Argentino	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligado S.A.	Asociada	Argentina	Peso Argentino	40,90%
96.806.130-5	Electrogas S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%
76.418.940-K	GNL Chile S.A. (2)	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (2)	Negocio conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (2)	Negocio conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%
					TOTALES

(1) La participación en ganancia (pérdida) correspondiente a las Operaciones Continuadas fue de M$ 3.332.971 al 31 de diciembre de 2015.

(2) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

(3) El 1 de octubre de 2016, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. se fusionó con nuestra filial colombiana Codensa S.A. Ver Nota 6.

Saldo al 01/01/2016 M$	Adiciones M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Dividendos Declarados M$	Diferencia de Conversión M$	Otros Resultados Integrales M$	Otros Incrementos (Decrementos) M$	Saldo al 31/12/2016 M$	Provisión patrimonio negativo M$	Saldo al 31/12/2016 M$
243.409	-	(354.928)	-	(27.741)	-	-	(139.260)	139.260	-
15.027	-	92	-	(3.496)	-	-	11.623	-	11.623
623.075	-	674.251	(487.702)	(159.752)	-	-	649.872	-	649.872
573.257	-	534.888	(453.631)	(139.654)	-	-	514.860	-	514.860
11.209	-	-	-	(2.603)	-	-	8.606	-	8.606
29.494.468	-	975.844	(269.231)	185.451	(264.257)	(30.122.275)	-	-	-
30.960.445	**-**	**1.830.147**	**(1.210.564)**	**(147.795)**	**(264.257)**	**(30.122.275)**	**1.045.701**	**139.260**	**1.184.961**

Saldo al 01/01/2015 M$	Adiciones M$	Participación en Ganancia (Pérdida)(1) M$	Dividendos Declarados M$	Diferencia de Conversión M$	Otros Resultados Integrales M$	Otros Incrementos (Decrementos) M$	Saldo al 31/12/2015 M$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M$	Saldo al 31/12/2015 M$
453.015	-	(132.598)	-	(77.008)	-	-	243.409	-	243.409
19.657	-	34.434	-	(39.064)	-	-	15.027	-	15.027
32.795.615	-	752.621	-	(4.079.210)	25.442	-	29.494.468	-	29.494.468
-	9.127	1.415.471	(619.792)	(181.731)	-	-	623.075	-	623.075
-	9.127	1.263.043	(531.712)	(167.201)	-	-	573.257	-	573.257
-	14.509	-	-	(3.300)	-	-	11.209	-	11.209
10.777.659	-	5.121.427	(4.398.423)	1.120.075	(577.862)	-	12.042.876	(12.042.876)	-
15.198.935	-	4.534.344	(4.449.179)	1.852.923	-	-	17.137.023	(17.137.023)	-
1.818.168	-	495.389	-	348.472	-	-	2.662.029	(2.662.029)	-
6.144.557	2.550.000	(2.414.264)	-	-	-	-	6.280.293	(6.280.293)	-
6.426.004	-	1.168.149	-	-	-	-	7.594.153	(7.594.153)	-
73.633.610	**2.582.763**	**12.238.016**	**(9.999.106)**	**(1.226.044)**	**(552.420)**	**-**	**76.676.819**	**(45.716.374)**	**30.960.445**

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

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$
Yacylec S.A.	22,22%	950.194	129.695

Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$
GNL Chile S.A (*)	33,33%	73.289.529	19.843.392
GNL Quintero S.A. (*)	20,00%	154.169.202	679.246.875
Electrogas S.A. (*)	42,50%	9.800.478	46.815.192
Yacylec S.A.	22,22%	1.810.275	193.569

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en asociadas fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1)

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

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

31 de diciembre de 2016						
Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
1.649.980	56.638	946.240	(2.543.576)	(1.597.336)	(124.847)	(943.317)

31 de diciembre de 2015						
Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos ordinarios M$	Gastos ordinarios M$	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
59.207.958	25.938.077	655.759.390	(654.273.074)	1.486.316	1.045.519	2.531.835
22.104.679	725.626.283	130.540.774	(107.869.054)	22.671.720	9.264.617	31.936.337
12.191.561	16.087.931	23.546.048	(10.624.229)	12.921.819	1.275.795	14.197.614
868.193	40.198	1.377.810	(1.974.559)	(596.749)	(346.568)	(943.317)

- Negocios conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2016 y 2015 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (*)		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. (*)		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
	51,0%	**51,0%**	**50,0%**	**50,0%**	**48,997%**	**48,997%**
% Participación	**31-12-2016 M$**	**31-12-2015 M$**	**31-12-2016 M$**	**31-12-2015 M$**	**31-12-2016 M$**	**31-12-2015 M$**
Total de Activos corrientes	-	502.938	-	5.336.516	-	14.988.328
Total de Activos no corrientes	-	15.159.321	-	12.148.544	-	127.123.136
Total de Pasivos corrientes	-	3.290.947	-	466.485	-	16.616.178
Total de Pasivos no corrientes	-	56.685	-	1.830.272	-	55.374.521
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	428.440	-	4.884.645	-	2.789.518
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	1.081.545
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	23.230.972
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	-	2.852.803	65.341.964	86.666.633
Gasto por depreciación y amortización	-	-	-	(748.171)	(5.910.434)	(8.773.063)
Pérdidas por deterioro de valor	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	-	20.009	-	1.678.801	642.606	633.204
Gastos por intereses	-	-	-	-	(2.711.098)	(3.100.381)
Gasto por impuestos a las ganancias	-	(8.586)	-	(679.715)	(2.315.193)	(5.237.742)
Ganancia (pérdida)	**-**	**(4.733.482)**	**-**	**2.336.297**	**2.423.521**	**1.926.420**
Otro resultado integral	-	-	-	-	(160.838)	(8.273.502)
Resultado integral	**-**	**(4.733.482)**	**-**	**2.336.297**	**2.262.683**	**(6.347.082)**

(*) Al 31 de diciembre de 2015, estas inversiones en negocios conjuntos fueron traspasadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas inversiones dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

(**) El 1 de octubre de 2016, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. se fusionó con nuestra filial colombiana Codensa S.A. Ver Nota 6.

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

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

14. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

Activos intangibles	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Activos Intangibles brutos	**2.360.145.384**	**1.943.902.048**
Servidumbre y Derechos de Agua	37.178.049	36.770.284
Concesiones	2.187.615.243	1.788.421.395
Costos de Desarrollo	16.120.833	26.126.552
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	22.935.523	11.285.432
Programas Informáticos	90.900.392	79.169.384
Otros Activos Intangibles Identificables	5.395.344	2.129.001

Activos intangibles	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(1.148.298.640)**	**(962.502.776)**
Activos Intangibles Identificables	**(1.148.298.640)**	**(962.502.776)**
Servidumbre y Derechos de Agua	(9.758.932)	(9.197.486)
Concesiones	(1.060.242.303)	(883.047.307)
Costos de Desarrollo	(8.381.924)	(8.320.904)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(10.316.968)	(8.853.916)
Programas Informáticos	(57.872.658)	(51.063.968)
Otros Activos Intangibles Identificables	(1.725.855)	(2.019.195)

Activos intangibles	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Activos Intangibles netos	**1.211.846.744**	**981.399.272**
Servidumbre y Derechos de Agua	27.419.117	27.572.798
Concesiones Neto (1) (*)	1.127.372.940	905.374.088
Costos de Desarrollo	7.738.909	17.805.648
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	12.618.555	2.431.516
Programas Informáticos	33.027.734	28.105.416
Otros Activos Intangibles Identificables	3.669.489	109.806

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

Empresa titular de la concesión	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución)	683.280.917	543.414.668
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	444.092.023	361.959.420
TOTAL	**1.127.372.940**	**905.374.088**

(*) Ver nota 3c.1)

La composición y movimientos de los activos intangibles durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, han sido los siguientes:

Período 2016

Movimientos en Activos Intangibles
Saldo Inicial al 01/01/2016
Movimientos en activos intangibles identificables
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera
Amortización (1)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios
Incrementos (disminuciones) por transferencias
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (3)
Disposiciones y retiros de servicio
Disposiciones
Retiros de servicio
Otros incrementos (disminuciones)
Total movimientos en activos intangibles identificables
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2016

Período 2015

Movimientos en Activos Intangibles
Saldo inicial al 01/01/2015
Movimientos en activos intangibles identificables
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios
Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera
Amortización (1)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios
Incrementos (disminuciones) por transferencias
Incrementos (disminuciones) por otros cambios (3)
Disposiciones y retiros de servicio
Disposiciones
Retiros de servicio
Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)
Total movimientos en activos intangibles identificables
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2015

(1) Ver Nota 28.

(2) Ver Nota 5.1.II.i.

(3) Corresponde principalmente al traspaso al rubro activos financieros durante el período 2016 de nuestras filiales Ampla y Coelce, en conformidad con lo establecido en CINIIF 12.

Las principales adiciones a activos intangibles provienen principalmente de Ampla y Coelce sobre inversiones en redes y extensiones para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, las cuales se registran en el rubro de concesiones, de acuerdo a CINIIF 12 (Ver Nota 3.c.1). Las adiciones de activos intangibles por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 fueron de M$ 298.055.016.

Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
17.805.648	27.572.798	905.374.088	2.431.516	28.105.416	109.806	**981.399.272**
1.458.688	1.740.428	270.075.694	10.422.017	-	14.358.189	**298.055.016**
(490.119)	(522.013)	137.714.733	20.568	(848.889)	294.056	**136.168.336**
(106.350)	(940.233)	(77.188.493)	(796.971)	(5.392.265)	-	**(84.424.312)**
(70.179)	**(375.683)**	**(81.845.901)**	**541.425**	**11.163.472**	**(10.747.739)**	**(81.334.605)**
(70.179)	-	-	(112.492)	14.382.623	(14.199.952)	-
-	(375.683)	(81.845.901)	653.917	(3.219.151)	3.452.213	**(81.334.605)**
(10.858.779)	**(56.180)**	**(26.757.181)**	**-**	**-**	**(344.823)**	**(38.016.963)**
(10.858.779)	(56.180)	(26.757.181)	-	-	(344.823)	(38.016.963)
-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	-	-	**-**
(10.066.739)	(153.681)	221.998.852	10.187.039	4.922.318	3.559.683	**230.447.472**
7.738.909	**27.419.117**	**1.127.372.940**	**12.618.555**	**33.027.734**	**3.669.489**	**1.211.846.744**

Costos de Desarrollo	Servidumbres	Concesiones	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	Programas Informáticos	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto	Activos Intangibles, Neto
M$	M$	M$	M$	M$	M$	M$
14.833.312	44.841.692	1.055.986.162	2.206.341	49.549.321	795.228	**1.168.212.056**
5.588.626	317.865	230.687.290	1.208.396	19.091.097	-	**256.893.274**
(540.471)	(2.335.864)	(236.814.024)	(303.835)	(3.107.703)	15.908	**(243.085.989)**
(36.351)	(1.152.144)	(74.777.866)	(780.678)	(9.285.111)	(20.145)	**(86.052.295)**
(1.090.419)	**556.721**	**(62.920.004)**	**101.292**	**(264.122)**	**(201.424)**	**(63.817.956)**
38.538	556.721	-	101.292	(139.831)	(556.720)	-
(1.128.957)	-	(62.920.004)	-	(124.291)	355.296	**(63.817.956)**
(949.049)	**(80.001)**	**(6.787.470)**	**-**	**(53.972)**	**-**	**(7.870.492)**
-	-	-	-	-	-	-
(949.049)	(80.001)	(6.787.470)	-	(53.972)	-	**(7.870.492)**
-	(14.575.471)	-	-	(27.824.094)	(479.761)	**(42.879.326)**
2.972.336	(17.268.894)	(150.612.074)	225.175	(21.443.905)	(685.422)	**(186.812.784)**
17.805.648	**27.572.798**	**905.374.088**	**2.431.516**	**28.105.416**	**109.806**	**981.399.272**

Al 31 de diciembre de 2015, las adiciones relacionadas con las operaciones continuadas ascendieron a M$ 246.286.301. Por otra parte, la amortización de activos intangibles relacionada con las Operaciones Continuadas ascendió a M$ 84.424.312 y M$ 74.944.152, por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente (Ver Nota 28).

Durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso en el rubro de concesiones de acuerdo a CINIIF 12 por un monto de M$ 16.503.934 y M$ 10.165.042, respectivamente, los cuales corresponden en su totalidad a Operaciones Continuadas.

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

15. Plusvalía

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

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.
Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (*)	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.
Enel Generación El Chocón S.A.	Enel Generación El Chocón S.A.
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	Generación Chile
Enel Distribución Perú S.A.	Enel Distribución Perú
EGP Cachoeira Dourada S.A.	EGP Cachoeira Dourada S.A.
Enel Generación Perú S.A.	Enel Generación Perú
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.) (*)	Distribución Chile
Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile) (*)	Generación Chile
Inversiones Distrilima S.A.	Enel Distribución Perú
Enel Brasil S.A.	Enel Brasil S.A.
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Compañía Energética Do Ceará S.A.
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Inversiones Gasatacama Holding
Total	

(*) Operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1.II.i)

Saldo Inicial 01/01/2015 M$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios M$ (2)	Saldo Final 31/12/2015 M$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Saldo Final 31/12/2016 M$
194.647.043	(42.267.975)	-	152.379.068	22.345.408	174.724.476
2.240.478	-	(2.240.478)	-	-	-
11.045.731	(1.357.767)	-	9.687.964	(50.671)	9.637.293
7.622.438	(1.799.525)	-	5.822.913	(1.351.678)	4.471.235
4.656.105	-	(4.656.105)	-	-	-
46.881.632	1.249.194	-	48.130.826	(2.135.687)	45.995.139
71.372.291	(15.498.627)	-	55.873.664	8.193.511	64.067.175
88.241.039	2.351.245	-	90.592.284	(4.019.810)	86.572.474
4.886.065	(600.606)	-	4.285.459	(22.414)	4.263.045
128.374.362	-	(128.374.362)	-	-	-
731.782.459	-	(731.782.459)	-	-	-
13.944	372	-	14.316	(635)	13.681
906.166	(196.776)	-	709.390	104.028	813.418
97.979.623	(21.276.460)	-	76.703.163	11.248.023	87.951.186
20.204.251	-	(20.204.251)	-	-	-
1.410.853.627	**(79.396.925)**	**(887.257.655)**	**444.199.047**	**34.310.075**	**478.509.122**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2016 (Ver Nota 3.d).

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

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

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enel Américas S.A. y Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.) compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

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

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

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

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

4.- Enel Generación El Chocón S.A. (ex Hidroeléctrica El Chocón S.A.)

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Enel Generación Chile S.A (Ex Endesa Chile S.A.) se adjudicó el 59% de la propiedad de Enel Generación El Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

5.- Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enel Américas S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Enel Distribución Perú S.A.

6.- EGP Cachoeira Dourada S.A. (ex Cachoeira Dourada)

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

7.- Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)

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

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

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

16. Propiedades, planta y equipo

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**8.381.209.010**	**8.112.003.524**
Construcción en Curso	568.136.637	607.250.238
Terrenos	101.377.978	100.503.005
Edificios	129.025.523	124.231.301
Planta y Equipo	7.292.956.649	6.986.028.809
Instalaciones Fijas y Accesorios	171.204.357	174.119.689
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	118.507.866	119.870.482

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(3.230.871.951)**	**(3.108.436.891)**
Edificios	(57.919.497)	(53.229.337)
Planta y Equipo	(3.032.997.537)	(2.930.545.754)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(108.506.635)	(98.200.527)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(31.448.282)	(26.461.273)

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/2016	31/12/2015
	M$	M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**5.150.337.059**	**5.003.566.633**
Construcción en Curso	568.136.637	607.250.238
Terrenos	101.377.978	100.503.005
Edificios	71.106.026	71.001.964
Planta y Equipo	4.259.959.112	4.055.483.055
Instalaciones Fijas y Accesorios	62.697.722	75.919.162
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	87.059.584	93.409.209

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, han sido los siguientes:

Movimientos período 2016

		Construcción en Curso
		M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016		607.250.238
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	531.814.903
	Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios	3.475.285
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(57.131.107)
	Depreciación (1)	-
	Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	-
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(500.820.959)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(500.820.959)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(500.820.959)
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-
	Disposiciones y retiros de servicio	**(15.790.953)**
	Disposiciones	-
	Retiros	(15.790.953)
	Otros incrementos (disminución)	(660.770)
	Total movimientos	**(39.113.601)**
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		**568.136.637**

Movimientos período 2015

		Construcción en Curso
		M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015		1.735.117.241
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.068.754.499
	Incremento (disminución) por diferencias de conversión moneda extranjera	(156.856.597)
	Depreciación (1)	-
	Reversos (pérdidas) por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (1)	(2.522.445)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	**(1.412.625.340)**
	Incrementos (disminuciones) por transferencias	(1.412.281.354)
	Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(1.412.281.354)
	Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(343.986)
	Disposiciones y retiros de servicio	**(3.410.468)**
	Disposiciones	-
	Retiros	(3.410.468)
	Disminuciones por clasificar como mantenidos para distribuir a los propietarios (2)	(621.206.652)
	Total movimientos	**(1.127.867.003)**
	Saldo final al 31 de diciembre de 2015	**607.250.238**

(1) Ver Nota 28.

(2) Ver Nota 5.1.II.i.

Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
M$	M$	M$	M$	M$	M$
100.503.005	71.001.964	4.055.483.055	75.919.162	93.409.209	**5.003.566.633**
86.713	49.327	4.727.855	2.679.517	2.449.006	**541.807.321**
2.855.202	5.383.670	81.064.535	1.404.862	222.718	**94.406.272**
(1.500.587)	(2.481.969)	(133.101.193)	1.689.546	(4.066.966)	**(196.592.276)**
-	(2.685.423)	(216.244.892)	(10.577.019)	(6.067.395)	**(235.574.729)**
-	-	-	-	-	**-**
(468.710)	**(142.435)**	**498.701.272**	**485.960**	**2.244.872**	**-**
(468.710)	(142.435)	498.701.272	485.960	2.244.872	**-**
(468.710)	(142.435)	498.701.272	485.960	2.244.872	**-**
-	-	-	-	-	**-**
(67.149)	**(19.108)**	**(29.382.341)**	**(185.423)**	**(1.131.860)**	**(46.576.834)**
(4.347)	(2.590)	(24.677.073)	(100.356)	(1.104.336)	**(25.888.702)**
(62.802)	(16.518)	(4.705.268)	(85.067)	(27.524)	**(20.688.132)**
(30.496)	-	(1.289.179)	(8.718.883)	-	**(10.699.328)**
874.973	**104.062**	**204.476.057**	**(13.221.440)**	**(6.349.625)**	**146.770.426**
101.377.978	**71.106.026**	**4.259.959.112**	**62.697.722**	**87.059.584**	**5.150.337.059**

Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
M$	M$	M$	M$	M$	M$
106.233.186	81.981.704	6.097.991.766	96.320.714	116.571.108	**8.234.215.719**
48.234.359	(702.915)	3.400.169	11.053.860	1.108.095	**1.131.848.067**
(7.426.335)	(11.054.890)	(391.213.355)	(11.521.067)	2.429.439	**(575.642.805)**
-	(4.818.708)	(364.968.158)	(16.893.517)	(6.749.401)	**(393.429.784)**
-	-	12.655.608	-	-	**10.133.163**
21.088.932	**19.204.944**	**1.367.821.944**	**35.491.552**	**278.467**	**31.260.499**
11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	-
11.060.086	14.938.905	1.377.186.537	12.022.038	(2.926.212)	**-**
10.028.846	4.266.039	(9.364.593)	23.469.514	3.204.679	**31.260.499**
(713.987)	**(679)**	**(1.235.840)**	**(278.404)**	**(11.051)**	**(5.650.429)**
-	-	-	-	-	**-**
(713.987)	(679)	(1.235.840)	(278.404)	(11.051)	**(5.650.429)**
(66.913.150)	(13.607.492)	(2.668.969.079)	(38.253.976)	(20.217.448)	**(3.429.167.797)**
(5.730.181)	**(10.979.740)**	**(2.042.508.711)**	**(20.401.552)**	**(23.161.899)**	**(3.230.649.086)**
100.503.005	**71.001.964**	**4.055.483.055**	**75.919.162**	**93.409.209**	**5.003.566.633**

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto

a) Principales inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M$ 541.807.321 al 31 de diciembre de 2016 (M$ 1.131.848.067 al 31 de diciembre 2015). En el negocio de generación destacan las inversiones en centrales de ciclo combinado en las filiales Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel), Emgesa y Enel Generación Costanera (ex Endesa Costanera) que implicaron adiciones al 31 de diciembre de 2016 por M$ 132.265.232 (Al 31 de diciembre 2015 destacan las inversiones a central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW) por M$ 287.285.701), mientras que en los negocios de distribución las mayores inversiones que han sido realizadas corresponden a extensiones y redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M$ 342.353.592 al 31 de diciembre de 2016 (M$ 437.227.477 al 31 de diciembre 2015).

Las adiciones a propiedad, planta y equipo relacionadas con las operaciones continuadas al 31 de diciembre de 2015 ascienden a M$ 864.703.125. Por otra parte, la depreciación de propiedad, planta y equipo relacionada con las operaciones continuadas ascendió a M$ 235.574.729 y M$ 245.598.045 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente (Ver Nota 28).

b) Costos capitalizados

b.1) gastos financieros capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos financieros por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascendió a M$ 20.920.558 y M$ 75.229.894, de los cuales M$ 20.920.558 y M$ 73.008.564 se relacionan con operaciones continuadas, respectivamente (Ver Nota 31). La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y fue de 18,06% al 31 de diciembre de 2016 (24,02% al 31 de diciembre de 2015).

b.2) Gastos de personal capitalizados

El costo capitalizado por concepto de gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 ascendió a M$ 50.742.451 y M$ 77.940.280, de los cuales M$ 50.742.451 y M$ 56.936.227 correspondían a Operaciones Continuadas, respectivamente.

c) Arrendamiento financiero

Al 31 de diciembre de 2016, las propiedades, plantas y equipos incluyen M$ 87.059.584 correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero (M$ 113.626.656 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M$ 93.409.209 correspondían a Operaciones Continuadas).

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	28.837.637	389.447	28.448.190	23.011.723	3.343.287	19.668.436
Entre un año y cinco años	58.838.707	4.637.721	54.200.986	44.954.548	5.582.380	39.372.168
Más de cinco años	1.167.317	5.600	1.161.717	19.822.444	524.712	19.297.732
Total	**88.843.661**	**5.032.768**	**83.810.893**	**87.788.715**	**9.450.379**	**78.338.336**

Los activos en leasing provienen principalmente de:

Enel Generación Perú S.A. (Ex Edegel S.A.): corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor + 1,75% al 31 de diciembre de 2016.

Asimismo, con un contrato suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1,75%.

d) Arrendamiento operativo

Los estados de resultados consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 incluyen M$ 11.678.441 y M$ 15.872.516, respectivamente de los cuales M$ 11.678.441 y M$ 12.449.187 corresponden operaciones continuadas, respectivamente, que se relacionan con el devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos fijos en explotación.

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

	31/12/2016	31/12/2015
	M$	**M$**
Menor a un año	15.038.165	15.050.043
Entre un año y cinco años	16.619.442	21.988.822
Más de cinco años	8.415.079	8.565.963
Total	**40.072.686**	**45.604.828**

e) Otras informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2016, compromisos de adquisición de bienes de activo fijo por M$ 372.885.724 (M$ 462.845.826 al 31 de diciembre de 2015, del cual M$ 164.998.373 correspondían a Operaciones Continuadas).

ii) Al 31 de diciembre de 2016, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M$ 7.187.284 (M$ 13.903.028 al 31 de diciembre de 2015, los cuales correspondían en su totalidad a Operaciones Continuadas). (Ver Nota 33.1).

iii) La Sociedad y sus filiales extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000 (M$704.945.187) para el caso de las generadoras y de MM€$50 (M$35.247.259) para las distribuidoras, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500 (M$352.472.594). Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro de otros activos no financieros.

iv) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.
Al cierre del ejercicio 2011, Enel Américas registró una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A. Al 31 de diciembre de 2016, el monto registrado es por M$ 38.277.060 (ver nota 3.d).

v) En noviembre del 2010, la Compañía firmó el contrato CEQ- 21 con el Consorcio Impregilo – Obras con Huarte Lain (OHL), el cual tenía por objeto la construcción de las obras civiles principales del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
Durante el año 2015 el Consorcio Impregilo OHL presentó ante LA COMPAÑÍA una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el Contrato CEQ-21 Obras Civiles Principales Proyecto Hidroeléctrico EL QUIMBO.
En sesión ordinaria de junta directiva No 436 celebrada el día 19 de octubre de 2016 fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre la Compañía y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. La compañía en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista en el mes de agosto de 2016. La pretensión inicial del contratista era de Col $ 204.351 millones (M$ 45.450.894) entre reclamaciones y notas de orden de cambio y se acordó pagar el valor de Col $ 57.459 millones (M$ 12.779.790) más un valor de Col $ 2.800 millones (M$ 622.764) por el acta de cierre de contrato para un total de $ Col 60.259 millones (M$ 13.402.555); estos valores fueron autorizados por la compañía para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021.
En el mes de octubre de 2016, la compañía como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la central, efectuó ajustes a algunas actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en junta directiva y formalizados en addendum 17 y que fueron acordados para ser pagados en el primer trimestre de 2017, el monto total acordado fue de Col $ 74.800 millones (M$ 16.636.703).

17. Impuesto a las Ganancias e Impuestos Diferidos

Impuesto a las ganancias

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

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre	
(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	**2016 M$**	**2015 M$**
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(360.437.376)	(469.517.752)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	19.251.542	29.215.046
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(1.126.511)	(5.195.560)
(Gasto) / Ingreso por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(213.650)	(3.063.579)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	**(342.525.995)**	**(448.561.845)**
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	4.909.247	(72.465.637)
(Gasto) / Ingreso por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(22.202.616)	-
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	-
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	450.842	(2.635.730)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	**(16.842.527)**	**(75.101.367)**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(359.368.522)**	**(523.663.212)**

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado Antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	**Tasa**	**2016 M$**	**Tasa**	**2015 M$**
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		**930.483.597**		**1.279.812.171**
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(24,00%)**	**(223.316.061)**	**(22,50%)**	**(287.957.738)**
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(12,04%)	(112.059.810)	(12,88%)	(164.815.692)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación y otros efectos positivos con impacto en la tasa efectiva	5,54%	51.546.543	4,93%	63.075.794
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(18,01%)	(167.605.341)	(4,39%)	(56.128.320)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	(2,39%)	(22.202.616)		-
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,12%)	(1.126.511)	(0,41%)	(5.195.560)
Ajustes por impuestos diferidos de periodos anteriores	0,05%	450.842	(0,21%)	(2.635.730)
Corrección monetaria tributaria (inversiones en empresas del grupo, asociadas y negocios conjuntos y patrimonio)	12,35%	114.944.432	(5,47%)	(70.005.966)
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	**(14,62%)**	**(136.052.461)**	**(18,42%)**	**(235.705.474)**
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(38,62%)**	**(359.368.522)**	**(40,92%)**	**(523.663.212)**

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas a continuación.

Impuestos diferidos

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

	Impuestos diferidos de Activos	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		25.177.794	5.633.434
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(31.316.570)	(613.251)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	(10.857.365)	-
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.350.892)	796.994
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	-	-
	Otros incrementos (decrementos)	14.449.118	117.291
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		**20.518.599**	**5.934.468**

	Impuestos diferidos de Pasivos	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016		171.344.977	-
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(5.812.666)	(704.033)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios	15.403.109	-
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.736.281)	49.584
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	-	-
	Otros incrementos (decrementos)	3.086.780	1.548.728
	Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**176.285.919**	**894.279**

	Impuestos diferidos de Activos	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015		63.763.279	1.506.979
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.969.882)	(620.212)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.116.721)	(1.860.738)
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	(4.982.473)	-
	Otros incrementos (decrementos)	(24.516.409)	6.607.405
Saldo final al 31 de diciembre de 2015		**25.177.794**	**5.633.434**

Impuestos diferidos de Activos relativos a

Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	Impuestos Diferidos de Activos
27.413.705	34.004.449	15.734.754	-	1.360.887	**109.325.023**
35.436.109	(1.033.208)	(10.893.937)	-	6.587.581	**(1.833.276)**
-	7.344.956	(922.882)	-	(345)	**6.421.729**
5.303.930	1.150.750	-	-	284.973	**17.597.018**
3.052.806	4.807.899	320.887	-	(104.537)	**10.224.941**
(1.466.985)	(11.351)	1.093.066	(20.624)	19.849	**(386.045)**
(23.098.691)	(4.257.861)				
46.640.874	**42.005.634**	**5.331.888**	**20.624**	**(7.709.003)**	**(20.478.522)**

Impuestos diferidos de Pasivos relativos a

Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
16.764	-	237	249.770	60.292.867	**231.904.615**
12.778.397	-	-	-	8.747.555	**15.009.253**
-	-	(62.099)	(346.094)	419	**(407.774)**
-	-	-	-	994.738	**16.397.847**
-	-	-	(11.468)	(9.166.836)	**(16.865.001)**
-	-	-	-	-	**-**
(12.778.397)		62.099	408.510	(17.737.003)	**(25.409.283)**
16.764	**-**	**237**	**300.718**	**43.131.740**	**220.629.657**

Impuestos diferidos de Activos relativos a

Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	Impuestos Diferidos de Activos
86.266.322	3.103.317	21.132.561	4.851.839	13.013.577	**193.637.874**
25.701.841	33.790.833	(4.316.990)	7.868.629	(42.100.049)	**18.354.170**
-	6.338.161	806.915	-	-	**7.145.076**
(5.404.662)	(9.206.928)	(339.940)	-	(863.778)	**(24.792.767)**
(2.687.490)	(422.929)	-	(12.720.468)	(1.503.949)	**(22.317.309)**
(76.462.306)	401.995	(1.547.792)	-	32.815.086	**(62.702.021)**
27.413.705	**34.004.449**	**15.734.754**	**-**	**1.360.887**	**109.325.023**

Impuestos diferidos de Pasivos	Depreciaciones Acumuladas	Amortizaciones Acumuladas
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	427.881.352	-
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	26.238.797	(712.025)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales	-	-
Diferencia de conversión de moneda extranjera	4.395.448	-
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	(233.948.342)	-
Otros incrementos (decrementos)	(53.222.278)	712.025
Saldo final al 31 de diciembre de 2015	**171.344.977**	**-**

(1) Ver nota 5.1.II.i.

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

a) Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M$ 8.842.093 (M$ 20.342.024 al 31 de diciembre de 2015). Ver nota 3.o.

En relación con las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos, el Grupo Enel Américas, no ha reconocido pasivos por impuestos diferidos asociados con utilidades no distribuidas, considerando que la posición de control que ejerce el grupo sobre dichas sociedades permite gestionar el momento de reversión de las mismas, y se estima que es probable que éstas no se reviertan en un futuro próximo. El monto total de estas diferencias temporarias imponibles, para los cuales no se han reconocido pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 asciende a M$ 1.099.576.517 (M$ 1.835.600.705 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M$ 979.972.151 corresponden a operaciones continuadas). Por otra parte, tampoco se han registrado activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles relacionadas con inversiones en filiales y en determinados negocios conjuntos para las cuales no se espera que reviertan en un futuro previsible o no se disponga de ganancias fiscales para su utilización. Al 31 de diciembre de 2016, dichas diferencias temporarias deducibles ascienden a M$ 2.440.577.190 (M$ 3.162.552.465 al 31 diciembre de 2015, de los cuales M$ 2.700.619.169 corresponden a operaciones continuadas).

Impuestos diferidos de Pasivos relativos a

Provisiones	Contratos de moneda extranjera	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
41.553	-	16.499	163.063	50.259.017	**478.361.484**
13.122.113		488.257	-	37.625.257	**76.762.399**
-		(64.398)	147.605	(200.133)	**(116.926)**
([1])		65.061	5.424	(18.128.150)	**(13.662.218)**
(285.255)		(679)	-	(792.049)	**(235.026.325)**
(12.861.646)	-	(504.503)	(66.322)	(8.471.075)	**(74.413.799)**
16.764	**-**	**237**	**249.770**	**60.292.867**	**231.904.615**

Adicionalmente, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos por diferencias temporarias deducibles, las cuales al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M$ 53.241.911 (M$ 57.311.886 al 31 de diciembre de 2015, monto que en su totalidad correspondía a operaciones continuadas). Lo anterior, debido a que no es probable que existan utilidades fiscales en futuro que permitan recuperar dichas diferencias temporarias.

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

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

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

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

	31 de diciembre de 2016			31 de diciembre de 2015		
Efectos por Impuestos a las Ganancias de los Componentes de Otros Resultados Integrales	**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	659.734	-	659.734	(442.864)	(291)	(443.155)
Cobertura de Flujo de Caja	19.427.546	(4.608.636)	14.818.910	(138.241.392)	36.399.000	(101.842.392)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(14.086.364)	-	(14.086.364)	(552.420)	-	(552.420)
Diferencias de cambio por conversión	145.304.104	-	145.304.104	(644.537.672)	-	(644.537.672)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(19.879.558)	6.486.162	(13.393.396)	(19.027.368)	6.018.363	(13.009.005)
Impuesto a las Ganancias Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio	**131.425.462**	**1.877.526**	**133.302.988**	**(802.801.716)**	**42.417.072**	**(760.384.644)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos y corrientes de los componentes de otros resultados integrales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

	Ejercicios terminados al 31 de diciembre de,	
Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance e impuestos a las ganancias en resultados Integrales	**2016 M$**	**2015 M$**
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	6.829.503	7.262.002
Impuestos corrientes sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos y derivados)	(14.360)	3.504.452
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas en planes de beneficios definidos	(480.131)	(384.196)
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales de Operaciones Discontinuadas	(4.457.486)	32.034.814
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**1.877.526**	**42.417.072**

18. Otros Pasivos Financieros

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

	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
Otros pasivos financieros	**Corriente M$**	**No corriente M$**	**Corriente M$**	**No corriente M$**
Préstamos que devengan intereses	497.915.481	2.386.006.677	617.276.453	1.846.995.721
Instrumentos derivados de cobertura (*)	3.531.642	10.747.217	69.545.029	300.871
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	3.237.240	-	1.052.026	-
Total	**504.684.363**	**2.396.753.894**	**687.873.508**	**1.847.296.592**

(*) Ver Nota 20.2.a

(**) Ver Nota 20.2.b

18.1 Préstamos que devengan intereses

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

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Corriente M$	**No corriente M$**	**Corriente M$**	**No corriente M$**
Préstamos bancarios	158.143.158	487.792.658	188.121.545	232.626.020
Obligaciones con el publico no garantizadas	307.225.157	1.804.774.407	356.221.587	1.391.715.407
Arrendamiento financiero	28.448.190	55.362.703	19.668.436	58.669.900
Otros préstamos	4.098.976	38.076.909	53.264.885	163.984.394
Total	**497.915.481**	**2.386.006.677**	**617.276.453**	**1.846.995.721**

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

					Corriente	
					Vencimiento	
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$
Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	4	-
Perú	US$	2,88%	2,79%	Sin Garantía	964.833	17.385.056
Perú	Soles	5,64%	5,53%	Sin Garantía	2.225.252	-
Argentina	$ Arg	36,74%	32,50%	Sin Garantía	-	837.673
Colombia	$ Col	8,49%	8,21%	Sin Garantía	4.020.967	45.698.986
Brasil	US$	3,61%	3,60%	Sin Garantía	656.796	-
Brasil	Real	11,84%	11,56%	Sin Garantía	30.561.364	55.792.227
Total					**38.429.216**	**119.713.942**

					Corriente	
					Vencimiento	
Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$
Perú	US$	3,54%	2,40%	Sin Garantía	26.650.675	2.833.429
Perú	Soles	5,61%	5,20%	Sin Garantía	12.712.792	-
Argentina	US$	9,09%	13,13%	Sin Garantía	3.899.595	-
Argentina	$ Arg	21,74%	37,06%	Sin Garantía	2.693.226	4.809.318
Colombia	$ Col	8,32%	6,46%	Sin Garantía	32.928.994	76.448.340
Brasil	Real	9,61%	14,53%	Sin Garantía	9.045.598	16.099.578
Total					**87.930.880**	**100.190.665**

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de los préstamos bancarios al 31 de diciembre de 2016 asciende a M$ 654.354.668 (M$ 423.123.934 al 31 de diciembre de 2015). En ambos ejercicios los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas han sido clasificados como valores razonables Nivel 2 (ver Nota 3.g).

		No Corriente					
		Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2016 M$
	Total Corriente al 31/12/2016 M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	
	4	-	-	-	-	-	**-**
	18.349.889	18.107.681	281.711	-	-	-	**18.389.392**
	2.225.252	31.860.174	-	-	-	-	**31.860.174**
	837.673	-	-	-	-	-	**-**
	49.719.953	14.556.446	59.629.644	48.253.890	10.655.572	18.089.820	**151.185.372**
	656.796	25.706.605	50.941.440	-	-	1.859.512	**78.507.557**
	86.353.591	75.488.351	68.176.614	33.263.390	23.468.026	7.453.782	**207.850.163**
	158.143.158	**165.719.257**	**179.029.409**	**81.517.280**	**34.123.598**	**27.403.114**	**487.792.658**

		No Corriente					
		Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2016 M$
	Total Corriente al 31/12/2016 M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	
	29.484.104	3.777.906	19.247.361	299.442	-	-	**23.324.709**
	12.712.792	2.083.721	22.920.929	-	-	-	**25.004.650**
	3.899.595	-	-	-	-	-	**-**
	7.502.544	1.080.762	-	-	-	-	**1.080.762**
	109.377.334	38.158.543	9.092.465	9.092.465	9.092.465	27.277.398	**92.713.336**
	25.145.176	30.167.521	30.167.521	30.167.521	-	-	**90.502.563**
	188.121.545	**75.268.453**	**81.428.276**	**39.559.428**	**9.092.465**	**27.277.398**	**232.626.020**

Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

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

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	Corriente M$ Menos de 90 días	Corriente M$ Más de 90 días	Corriente M$ Total Corriente
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,58%	13,71%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US$	3,53%	3,52%	Al Vencimiento	196.649	-	196.649
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US$	2,85%	2,85%	Al Vencimiento	442.187	-	442.187
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	11,67%	11,40%	Mensual	11.739.154	25.904.559	37.643.713
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	$ Col	8,49%	8,32%	Al Vencimiento	1.069.178	-	1.069.178
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokyo	Colombia	$ Col	9,01%	8,82%	Al Vencimiento	176.454	-	176.454
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	9,46%	9,08%	Trimestral	568.366	1.795.712	2.364.078
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco AV Villas	Colombia	$ Col	9,24%	8,87%	Trimestral	289.728	912.388	1.202.116
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	$ Col	9,13%	8,77%	Trimestral	166.568	468.407	634.975
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	$ Col	9,20%	8,83%	Trimestral	302.577	969.695	1.272.272
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	7,73%	7,47%	Trimestral	64.379	183.527	247.906
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	7,85%	7,58%	Trimestral	51.822	161.004	212.826
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	7,66%	7,40%	Trimestral	26.200	89.251	115.451
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	7,73%	7,47%	Trimestral	108.305	309.794	418.099
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	7,85%	7,58%	Trimestral	66.348	206.734	273.082
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	7,74%	7,48%	Trimestral	58.887	202.089	260.976
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	8,49%	8,18%	Trimestral	146.523	525.416	671.939
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	8,39%	8,08%	Trimestral	83.477	242.583	326.060
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA	Colombia	$ Col	8,51%	8,19%	Trimestral	116.510	384.149	500.659
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Agrario	Colombia	$ Col	8,91%	8,57%	Trimestral	392.475	1.289.272	1.681.747
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US$	2,64%	2,56%	Trimestral	238.475	566.028	804.503
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,70%	3,57%	Trimestral	425.970	1.254.494	1.680.464
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,52%	3,40%	Trimestral	300.388	845.133	1.145.521
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,85%	9,54%	Mensual	286.541	819.874	1.106.415
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	15,55%	15,19%	Anual	11.546.599	-	11.546.599
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,81%	14,51%	Anual	970.602	15.412.007	16.382.609
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	7,71%	Mensual	1.124.086	3.273.119	4.397.205
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11,33%	11,01%	Mensual	4.894.382	10.382.668	15.277.050
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US$	4,44%	4,44%	Semestral	17.960	-	17.960
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	13,80%	15,76%	Otra	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US$	1,65%	1,62%	Al Vencimiento	-	14.719.401	14.719.401
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral	2.018.760	-	2.018.760
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Trimestral	91.824	-	91.824
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	16.554	-	16.554
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	26.898	-	26.898
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	19.188	-	19.188
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	17.916	-	17.916
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,17%	5,07%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,35%	6,20%	Trimestral	34.112	-	34.112
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	$ Arg	35,36%	30,67%	Mensual	-	-	-
Extranjero	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	45,20%	37,88%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	9,43%	9,21%	Al Vencimiento	143.449	6.672.474	6.815.923
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	9,46%	9,24%	Al Vencimiento	51.174	2.372.435	2.423.609
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	$ Col	6,06%	5,93%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	$ Col	5,57%	6,01%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	8,90%	8,61%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	6,84%	6,66%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,87%	5,70%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,93%	5,76%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,65%	5,50%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	$ Col	7,02%	6,90%	Al Vencimiento	138.547	28.914.056	29.052.603
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	$ Col	6,30%	6,15%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.)	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	$ Arg	36,74%	34,00%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	$ Arg	36,07%	32,00%	Al Vencimiento	-	201.208	201.208
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	$ Arg	38,61%	34,00%	Al Vencimiento	-	92.674	92.674
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	33,57%	30,00%	Al Vencimiento	-	57.223	57.223
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	$ Arg	43,80%	38,00%	Al Vencimiento	-	89.446	89.446
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	$ Arg	33,57%	30,00%	Al Vencimiento	-	296.970	296.970
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US$	14,84%	13,92%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	$ Arg	34,81%	31,00%	Al Vencimiento		100.152	100.152
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Chile	Ch$	6,00%	6,00%	Al Vencimiento	4	-	4

31 de diciembre de 2016									31 de diciembre de 2015					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	400.960	400.960	7.765.896	7.765.896	7.765.896	-	-	23.297.688
25.706.605	-	-	-	-	25.706.605	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	50.941.440	-	-	-	50.941.440	-	-	-	-	-	-	-	-	-
30.500.790	26.462.172	21.557.834	15.247.699	5.036.832	98.805.327	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	44.483.163	-	-	-	44.483.163	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	36.031.362	-	-	36.031.362	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.806.312	544.877	-	-	-	2.351.189	-	-	-	-	-	-	-	-	-
919.874	278.020	-	-	-	1.197.894	-	-	-	-	-	-	-	-	-
428.288	417.030	-	-	-	845.318	-	-	-	-	-	-	-	-	-
780.938	1.112.079	-	-	-	1.893.017	-	-	-	-	-	-	-	-	-
141.004	216.624	54.156	-	-	411.784	-	-	-	-	-	-	-	-	-
118.298	187.756	46.939	-	-	352.993	-	-	-	-	-	-	-	-	-
37.131	103.145	51.573	-	-	191.849	-	-	-	-	-	-	-	-	-
215.099	360.029	180.014	-	-	755.142	-	-	-	-	-	-	-	-	-
136.712	237.398	118.699	-	-	492.809	-	-	-	-	-	-	-	-	-
69.861	229.543	172.157	-	-	471.561	-	-	-	-	-	-	-	-	-
220.937	417.030	556.040	278.020	-	1.472.027	-	-	-	-	-	-	-	-	-
101.021	260.289	260.289	130.144	-	751.743	-	-	-	-	-	-	-	-	-
144.028	403.257	403.257	201.628	-	1.152.170	-	-	-	-	-	-	-	-	-
392.034	1.334.495	1.334.495	1.000.871	-	4.061.895	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16.980.837	-	-	-	-	16.980.837	244.599	601.653	846.252	802.204	18.049.594	-	-	-	18.851.798
-	-	-	-	-	-	458.314	1.333.451	1.791.765	1.777.935	-	-	-	-	1.777.935
1.126.844	281.711	-	-	-	1.408.555	328.118	898.325	1.226.443	1.197.767	1.197.767	299.442	-	-	2.694.976
1.093.166	1.093.166	546.583	-	-	2.732.915	-	-	-	-	-	-	-	-	-
10.274.671	10.274.671	-	-	-	20.549.342	-	1.128.884	1.128.884	8.960.650	8.960.650	8.960.650	-	-	26.881.950
15.412.007	15.412.007	-	-	-	30.824.014	-	14.569.734	14.569.734	13.440.975	13.440.975	13.440.975	-	-	40.322.925
4.364.159	1.091.040	-	-	-	5.455.199	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.843.558	13.843.558	11.158.973	8.220.327	2.416.950	49.483.366	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	1.859.512	1.859.512	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	9.045.598	-	9.045.598	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	25.619.644	-	25.619.644	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	28.776	-	28.776	2.083.721	-	-	-	-	2.083.721
4.181.648	-	-	-	-	4.181.648	95.383	-	95.383	-	4.375.814	-	-	-	4.375.814
2.986.891	-	-	-	-	2.986.891	14.718	-	14.718	-	3.125.581	-	-	-	3.125.581
4.978.152	-	-	-	-	4.978.152	23.807	-	23.807	-	5.209.302	-	-	-	5.209.302
4.779.026	-	-	-	-	4.779.026	15.918	-	15.918	-	5.000.930	-	-	-	5.000.930
4.978.152	-	-	-	-	4.978.152	14.416	-	14.416	-	5.209.302	-	-	-	5.209.302
-	-	-	-	-	-	12.519.774	-	12.519.774	-	-	-	-	-	-
9.956.305	-	-	-	-	9.956.305	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	83.049	-	83.049	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	169.444	274.065	443.509	-	-	-	-	-	-
6.672.474	6.672.474	6.672.474	6.672.474	13.344.949	40.034.845	135.920	3.353.778	3.489.698	6.707.556	6.707.556	6.707.556	6.707.556	20.122.671	46.952.895
2.372.435	2.372.435	2.372.435	2.372.435	4.744.871	14.234.611	48.510	1.192.454	1.240.964	2.384.909	2.384.909	2.384.909	2.384.909	7.154.727	16.694.363
-	-	-	-	-	-	11.038.653	-	11.038.653	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	5.169.932	-	5.169.932	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	361.969	27.472.753	27.834.722	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	13.251.721	-	13.251.721	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	20.318.330	20.318.330	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	13.509.598	13.509.598	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	10.462.152	10.462.152	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	139.275	139.275	29.066.078	-	-	-	-	29.066.078
-	-	-	-	-	-	2.922.289	-	2.922.289	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	438.505	-	438.505	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	714.607	714.607	259.978	-	-	-	-	259.978
-	-	-	-	-	-	-	271.439	271.439	120.187	-	-	-	-	120.187
-	-	-	-	-	-	-	181.232	181.232	73.961	-	-	-	-	73.961
-	-	-	-	-	-	-	259.139	259.139	115.564	-	-	-	-	115.564
-	-	-	-	-	-	-	852.379	852.379	381.640	-	-	-	-	381.640
-	-	-	-	-	-	-	1.216.306	-	1.216.306	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	291.321	291.321	129.432	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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	Corriente M$ Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	$ Arg	43,63%	38,45%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US$	13,50%	12,86%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US$	13,50%	12,86%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US$	13,50%	12,86%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	34,58%	30,81%	Trimestral	-	-	-
					Totales					38.429.216	119.713.942	158.143.158

18.2 Obligaciones con el Público No Garantizadas

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

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

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal Anual**	**Garantía**	**Uno a Tres Meses M$**	**Tres a Doce Meses M$**	**Total Corriente al 31/12/2016 M$**
Chile	US$	5,30%	Sin Garantía	-	2.948.827	2.948.827
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.702.837	3.702.837
Perú	US$	6,59%	Sin Garantía	651.132	-	651.132
Perú	Soles	6,27%	Sin Garantía	10.788.867	20.504.146	31.293.013
Colombia	$ Col	10,16%	Sin Garantía	153.373.228	-	153.373.228
Brasil	Real	13,50%	Sin Garantía	9.545.310	105.710.810	115.256.120
Total				**174.358.537**	**132.866.620**	**307.225.157**

				Corriente		
				Vencimiento		
Segmento País	**Moneda**	**Tasa Nominal Anual**	**Garantía**	**Uno a Tres Meses M$**	**Tres a Doce Meses M$**	**Total Corriente al 31/12/2015 M$**
Chile	US$	7,00%	Sin Garantía	-	179.552.878	179.552.878
Chile	U.F.	5,75%	Sin Garantía	-	3.417.313	3.417.313
Perú	US$	6,50%	Sin Garantía	1.025.402	14.223.478	15.248.880
Perú	Soles	6,44%	Sin Garantía	11.874.390	9.345.624	21.220.014
Colombia	$ Col	10,81%	Sin Garantía	60.132.757	-	60.132.757
Brasil	Real	15,64%	Sin Garantía	-	76.649.745	76.649.745
Total				**73.032.549**	**283.189.038**	**356.221.587**

31 de diciembre de 2016									31 de diciembre de 2015					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	1.119.924	-	1.119.924	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	1.341.641	-	1.341.641	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	670.824	-	670.824	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	670.824	-	670.824	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	202.930	451.981	654.911	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	185.284	412.679	597.963	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	176.461	393.027	569.488	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	61.761	137.560	199.321	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	26.469	58.954	85.423	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	229.399	510.935	740.334	-	-	-	-	-	-
165.719.257	179.029.409	81.517.280	34.123.598	27.403.114	487.792.658	87.930.880	100.190.665	188.121.545	75.268.453	81.428.276	39.559.428	9.092.465	27.277.398	232.626.020

No Corriente

Vencimiento					
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 al 31/12/2016 M$
-	-	-	-	388.960.853	**388.960.853**
3.855.689	4.077.390	4.311.838	4.559.767	1.886.118	**18.690.802**
6.690.637	5.463.574	6.690.637	-	6.690.637	**25.535.485**
-	42.812.109	25.886.391	19.912.609	145.940.505	**234.551.614**
106.728.453	132.686.629	73.597.188	224.310.020	455.767.738	**993.090.028**
95.418.693	48.526.932	-	-	-	**143.945.625**
212.693.472	**233.566.634**	**110.486.054**	**248.782.396**	**999.245.851**	**1.804.774.407**

No Corriente

Vencimiento					
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 al 31/12/2015 M$
-	-	-	-	609.317	**609.317**
3.546.564	3.750.488	3.966.142	4.194.193	6.097.254	**21.554.641**
-	7.111.739	5.807.446	7.111.739	7.111.739	**27.142.663**
20.628.837	-	44.799.999	27.088.371	123.043.719	**215.560.926**
125.441.571	107.284.492	80.913.285	53.852.881	551.735.058	**919.227.287**
87.811.094	79.034.498	40.774.981	-	-	**207.620.573**
237.428.066	**197.181.217**	**176.261.853**	**92.247.184**	**688.597.087**	**1.391.715.407**

18.3 Obligaciones con el Público Garantizadas

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

Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de los saldos corrientes y no corrientes de las obligaciones con el público al 31 de diciembre de 2016 asciende a M$ 2.296.968.444 (M$ 1.768.663.119 al 31 de diciembre de 2015). Para ambos períodos, en consideración a los datos de entrada utilizados en la valoración, los valores razonables de estos instrumentos financieros califican como nivel 2 (ver nota 3 g)). Cabe destacar que estos pasivos financieros son registrados a costo amortizado (ver nota 3 f.4).

Individualización de Obligaciones con el Público No Garantizadas por Deudor

										Corriente 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	Garantía	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 16	Brasil	Real	14,39%	14,84%	No	-	-	-
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	14,87%	14,57%	No	62.046	10.274.671	10.336.717
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	15,39%	15,04%	No	2.240.529	10.274.671	12.515.200
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	15,68%	11,69%	No	1.534.749	18.048.629	19.583.378
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	12,99%	10,00%	No	2.686.357	28.037.075	30.723.432
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	15,39%	15,04%	No	2.240.529	10.274.671	12.515.200
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B102 Tramo 1	Colombia	$ Col	11,58%	11,10%	No	32.857.962	-	32.857.962
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B102 Tramo 2	Colombia	$ Col	11,58%	11,10%	No	54.661.809	-	54.661.809
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B103	Colombia	$ Col	11,84%	11,35%	No	116.191	-	116.191
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	B604	Colombia	$ Col	10,56%	10,17%	No	-	-	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B12-13	Colombia	$ Col	11,05%	10,62%	No	588.049	-	588.049
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B5-13	Colombia	$ Col	10,11%	9,75%	No	507.258	-	507.258
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos B7-14	Colombia	$ Col	9,70%	9,36%	No	73.860	-	73.860
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bonos E4-16	Colombia	$ Col	7,70%	7,49%	No	69.829	-	69.829
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú 1	Brasil	Real	15,02%	14,74%	No	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Itaú 2	Brasil	Real	14,88%	14,68%	No	781.100	28.801.093	29.582.193
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	7.856	7.856
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	153.739	-	153.739
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	6,44%	6,34%	No	182.744	-	182.744
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	7,93%	7,78%	No	188.949	-	188.949
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,73%	6,63%	No	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,09%	6,00%	No	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	5,86%	5,78%	No	96.701	-	96.701
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,57%	6,47%	No	182.738	-	182.738
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	No	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	No	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	No	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	No	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No	177.720	-	177.720
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No	195.375	-	195.375
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No	129.121	-	129.121
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No	-	107.010	107.010

31 de diciembre de 2016									31 de diciembre de 2015					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	-	10.550.152	10.550.152	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	9.072.396	9.072.396	8.960.650	-	-	-	-	8.960.650
10.274.671	10.274.671	-	-	-	20.549.342	-	1.980.285	1.980.285	8.960.650	8.960.650	8.960.650	-	-	26.881.950
18.048.629	-	-	-	-	18.048.629	-	16.645.720	16.645.720	14.750.376	14.750.376	-	-	-	29.500.752
28.017.908	27.977.590	-	-	-	55.995.498	-	2.256.837	2.256.837	22.653.731	22.888.844	22.853.681	-	-	68.396.256
10.274.671	10.274.671	-	-	-	20.549.342	-	1.980.285	1.980.285	8.960.650	8.960.650	8.960.650	-	-	26.881.950
-	-	-	-	-	-	480.031	-	480.031	87.436.064	-	-	-	-	87.436.064
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17.793.265	-	-	-	-	17.793.265	121.021	-	121.021	-	17.886.817	-	-	-	17.886.817
-	-	-	-	-	-	32.826.348	-	32.826.348	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	43.001.874	43.001.874	613.975	-	613.975	-	-	-	-	43.227.965	43.227.965
40.404.057	-	-	-	-	40.404.057	531.899	-	531.899	-	40.616.490	-	-	-	40.616.490
-	-	-	41.146.926	-	41.146.926	77.582	-	77.582	-	-	-	-	41.363.265	41.363.265
-	-	20.017.423	-	-	20.017.423	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	9.601.388	9.601.388	-	-	-	-	-	-
28.802.814	-	-	-	-	28.802.814	-	24.562.682	24.562.682	23.525.037	23.473.978	-	-	-	46.999.015
-	-	-	-	4.978.152	4.978.152	-	8.221	8.221	-	-	-	-	5.209.304	5.209.304
-	4.978.152	-	-	-	4.978.152	-	-	-	-	-	5.209.302	-	-	5.209.302
-	-	-	-	6.690.637	6.690.637	194.246	-	194.246	-	-	-	-	7.111.739	7.111.739
-	5.463.574	-	-	-	5.463.574	200.841	-	200.841	-	-	5.807.446	-	-	5.807.446
-	-	-	-	-	-	215.945	7.111.739	7.327.684	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	117.344	7.111.739	7.229.083	-	-	-	-	-	-
-	-	6.690.637	-	-	6.690.637	102.787	-	102.787	-	-	-	7.111.739	-	7.111.739
6.690.637	-	-	-	-	6.690.637	194.239	-	194.239	-	7.111.739	-	-	-	7.111.739
-	-	-	-	-	-	75.209	3.125.581	3.200.790	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	3.899.407	-	3.899.407	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	5.855.385	-	5.855.385	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	5.226.830	5.226.830	-	-	-	-	-	-
-	-	5.973.783	-	-	5.973.783	185.972	-	185.972	-	-	-	6.251.163	-	6.251.163
-	-	-	-	9.956.304	9.956.304	204.447	-	204.447	-	-	-	-	10.418.604	10.418.604
-	3.982.522	-	-	-	3.982.522	135.116	-	135.116	-	-	4.167.442	-	-	4.167.442
-	-	-	-	7.965.044	7.965.044	-	111.978	111.978	-	-	-	-	8.334.884	8.334.884

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	Corriente M$ Menos de 90 días	Corriente M$ Más de 90 días	Corriente M$ Total Corriente
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	-	83.833	83.833
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	4.024.228	4.024.228
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,06%	6,94%	No	-	6.061.678	6.061.678
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No	-	58.632	58.632
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	No	219.696	-	219.696
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	No	237.085	-	237.085
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No	181.578	-	181.578
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	71.907	71.907
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	No	-	97.904	97.904
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	No	296.321	-	296.321
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	-	37.896	37.896
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	No	-	58.182	58.182
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	286.327	-	286.327
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,81%	4,76%	No	-	9.895.020	9.895.020
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,13%	6,03%	No	388.932	-	388.932
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,96%	5,87%	No	7.425.025	-	7.425.025
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	8,13%	7,97%	No	324.029	-	324.029
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,09%	6,00%	No	586.489	-	586.489
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,00%	5,91%	No	187.430	-	187.430
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	$ Col	12,21%	11,69%	No	1.414.523	-	1.414.523
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	$ Col	12,08%	11,57%	No	575.721	-	575.721
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	$ Col	11,42%	10,86%	No	41.548.575	-	41.548.575
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	$ Col	12,42%	11,88%	No	590.356	-	590.356
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	$ Col	12,41%	11,88%	No	204.822	-	204.822
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	$ Col	10,46%	10,07%	No	63.737	-	63.737
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	$ Col	9,58%	9,26%	No	285.466	-	285.466
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	No	1.902.736	-	1.902.736
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	No	13.673.482	-	13.673.482
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	$ Col	9,69%	9,35%	No	324.929	-	324.929
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	$ Col	10,02%	9,66%	No	504.981	-	504.981
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	$ Col	11,26%	10,81%	No	502.166	-	502.166
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	$ Col	9,82%	9,47%	No	219.362	-	219.362
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	$ Col	10,36%	9,98%	No	454.529	-	454.529
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	$ Col	10,46%	10,07%	No	196.638	-	196.638
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	$ Col	9,58%	9,26%	No	340.146	-	340.146
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	$ Col	9,66%	9,33%	No	681.016	-	681.016
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	$ Col	10,93%	10,51%	No	947.630	-	947.630
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E7-16	Colombia	$ Col	7,59%	7,38%	No	67.455	-	67.455
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-k	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No	-	3.702.837	3.702.837
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos (vencimiento 2016)	EE.UU.	US$	7,76%	7,40%	No	-	-	-
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos Serie Única (US$ 600 millones)	E.E.U.U.	US$	4,21%	4,00%	No	-	2.945.668	2.945.668
94.271.00-3	Enel Américas S.A.	Chile	Extranjero	Yankee bonos (vencimiento 2026)	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	No	-	3.159	3.159
Total										**174.358.537**	**132.866.620**	**307.225.157**

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 con el Público garantizadas y no garantizadas mencionadas anteriormente.

31 de diciembre de 2016									31 de diciembre de 2015					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	9.956.304	9.956.304	-	87.726	87.726	-	-	-	-	10.418.604	10.418.604
-	-	-	-	-	-	-	43.642	43.642	4.167.442	-	-	-	-	4.167.442
-	-	-	-	-	-	-	91.977	91.977	6.251.163	-	-	-	-	6.251.163
-	-	-	-	7.965.044	7.965.044	-	61.354	61.354	-	-	-	-	8.334.884	8.334.884
-	-	-	-	9.956.304	9.956.304	229.897	-	229.897	-	-	-	-	10.418.604	10.418.604
-	-	9.956.304	-	-	9.956.304	248.093	-	248.093	-	-	-	10.418.604	-	10.418.604
-	-	-	-	7.068.976	7.068.976	190.009	-	190.009	-	-	-	-	7.397.209	7.397.209
-	-	9.956.304	-	-	9.956.304	-	75.245	75.245	-	-	-	10.418.604	-	10.418.604
-	-	-	-	11.947.565	11.947.565	-	102.450	102.450	-	-	-	-	12.502.325	12.502.325
-	-	-	19.912.609	-	19.912.609	-	310.080	310.080	-	-	-	-	20.837.209	20.837.209
-	-	-	-	11.947.565	11.947.565	-	39.656	39.656	-	-	-	-	12.502.325	12.502.325
-	19.912.609	-	-	-	19.912.609	-	60.884	60.884	-	-	20.837.209	-	-	20.837.209
-	-	-	-	15.930.087	15.930.087	304.643	-	304.643	-	-	-	-	16.669.767	16.669.767
-	-	-	-	-	-	139.221	-	139.221	10.210.232	-	-	-	-	10.210.232
-	13.938.826	-	-	-	13.938.826	406.991	-	406.991	-	-	14.586.046	-	-	14.586.046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	13.938.826	13.938.826	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	19.912.609	19.912.609	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	14.417.725	14.417.725	-	-	-	-	-	-	-	-	-
48.531.131	-	-	-	-	48.531.131	1.472.677	-	1.472.677	-	48.781.185	-	-	-	48.781.185
-	35.599.875	-	-	-	35.599.875	599.598	-	599.598	-	-	35.783.303	-	-	35.783.303
-	-	-	-	-	-	3.893.386	-	3.893.386	38.005.507	-	-	-	-	38.005.507
-	-	-	19.924.009	-	19.924.009	614.301	-	614.301	-	-	-	-	20.026.666	20.026.666
-	-	-	-	12.344.078	12.344.078	213.136	-	213.136	-	-	-	-	12.407.680	12.407.680
-	10.991.188	-	-	-	10.991.188	66.722	-	66.722	-	-	11.047.324	-	-	11.047.324
-	-	24.448.627	-	-	24.448.627	299.818	-	299.818	-	-	-	24.573.172	-	24.573.172
-	-	-	20.017.423	-	20.017.423	13.745.374	-	13.745.374	-	-	-	-	19.368.586	19.368.586
-	-	-	143.221.662	-	143.221.662	1.912.740	-	1.912.740	-	-	-	-	144.605.973	144.605.973
-	-	-	-	66.675.529	66.675.529	341.157	-	341.157	-	-	-	-	67.020.604	67.020.604
-	-	-	-	41.423.665	41.423.665	529.437	-	529.437	-	-	-	-	41.638.617	41.638.617
-	-	-	-	80.682.512	80.682.512	524.321	-	524.321	-	-	-	-	81.102.939	81.102.939
-	-	-	-	44.443.548	44.443.548	230.201	-	230.201	-	-	-	-	44.675.420	44.675.420
-	-	-	-	36.108.963	36.108.963	475.939	-	475.939	-	-	-	-	36.297.343	36.297.343
-	33.909.218	-	-	-	33.909.218	205.848	-	205.848	-	-	34.082.658	-	-	34.082.658
-	-	29.131.138	-	-	29.131.138	357.246	-	357.246	-	-	-	29.279.709	-	29.279.709
-	52.186.348	-	-	-	52.186.348	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	64.452.160	64.452.160	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	66.635.409	66.635.409	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3.855.689	4.077.390	4.311.838	4.559.767	1.886.118	18.690.802	-	3.417.313	3.417.313	3.546.564	3.750.488	3.966.142	4.194.193	6.097.254	21.554.641
-	-	-	-	-	-	-	179.549.527	179.549.527	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	388.386.448	388.386.448	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	574.405	574.405	-	3.351	3.351	-	-	-	-	609.317	609.317
212.693.472	**233.566.634**	**110.486.054**	**248.782.396**	**999.245.851**	**1.804.774.407**	**73.032.549**	**283.189.038**	**356.221.587**	**237.428.066**	**197.181.217**	**176.261.853**	**92.247.184**	**688.597.087**	**1.391.715.407**

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Corriente M$ Menos de 90 días	Corriente M$ Más de 90 días	Corriente M$ Total Corriente
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	$ Col	10,80%	121.929	271.883	393.812
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	10,98%	11.740	37.293	49.033
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	7,36%	11.413	23.470	34.883
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	$ Col	7,08%	61.371	189.003	250.374
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	9,54%	5.968	18.774	24.742
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	$ Col	9,48%	2.609	8.208	10.817
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	33.255	-	33.255
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	268.393	807.131	1.075.524
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	152.394	469.953	622.347
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	5,80%	1.325.072	3.975.215	5.300.287
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	-	1.815.173	1.815.173
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	3,75%	44.304	3.485.148	3.529.452
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	3,63%	3.266	89.768	93.034
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US$	2,75%	14.744.589	-	14.744.589
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	8,40%	5.476	13.924	19.400
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	7,70%	41.044	127.223	168.267
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	10,98%	5.315	16.896	22.211
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR S.A.S.	Colombia	$ Col	11,69%	59.265	192.760	252.025
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	$ Col	7,08%	2.182	6.783	8.965
			Total					**16.899.585**	**11.548.605**	**28.448.190**

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

Individualización de Otras Obligaciones

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Corriente M$ Menos de 90 días	Corriente M$ Más de 90 días	Corriente M$ Total Corriente
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	9,17%	-	-	-
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	8,33%	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,08%	430.434	1.281.812	1.712.246
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US$	52,56%	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	10,43%	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US$	0,25%	-	2.014.913	2.014.913
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US$	2,53%	371.817	-	371.817
Extranjero	Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.)	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	$ Arg	34,00%	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	$ Arg	28,78%	-	-	-
		Total						**802.251**	**3.296.725**	**4.098.976**

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

31 de diciembre de 2016									31 de diciembre de 2015					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	62.967	199.380	262.347	266.565	-	-	-	-	266.565
45.686	46.609	34.235	-	-	126.530	2.598	8.198	10.796	11.936	6.433	-	-	-	18.369
13.778	-	-	-	-	13.778	19.831	31.119	50.950	22.853	13.512	-	-	-	36.365
200.636	-	-	-	-	200.636	-	-	-	-	-	-	-	-	-
25.474	29.664	24.143	-	-	79.281	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11.135	10.708	-	-	-	21.843	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	110.707	-	110.707	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	85.240	178.308	263.548	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	77.976	239.624	317.600	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	73.719	225.872	299.591	12.084	-	-	-	-	12.084
557.663	-	-	-	-	557.663	65.285	199.365	264.650	89.743	-	-	-	-	89.743
161.004	-	-	-	-	161.004	153.549	472.612	626.161	659.036	-	-	-	-	659.036
5.300.288	5.300.288	13.577.447	-	-	24.178.023	1.408.471	4.225.412	5.633.883	5.633.883	5.633.883	5.633.883	14.432.002	-	31.333.651
1.815.173	1.815.173	4.649.826	-	-	8.280.172	474.864	1.424.592	1.899.456	1.899.456	1.899.456	1.899.456	4.865.731	-	10.564.099
4.646.865	4.646.865	4.646.865	4.646.865	1.161.716	19.749.176	-	-	-	-	-	-	-	-	-
463.100	386.023	198.356			1.047.479	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	2.484.674	7.399.875	9.884.549	15.599.736	-	-	-	-	15.599.736
13.569	-	-	-	-	13.569	4.579	14.234	18.813	20.200	19.819	-	-	-	40.019
162.815	166.733	11.225	-	-	340.773	5.424	16.795	22.219	23.718	19.648	-	-	-	43.366
22.613	23.535	15.048	-	-	61.196	795	2.372	3.167	3.650	3.217	-	-	-	6.867
273.020	251.945	-	-	-	524.965	-	-		-	-	-	-	-	
6.615	-	-	-	-	6.615	-	-		-	-	-	-	-	
13.719.434	**12.677.543**	**23.157.145**	**4.646.865**	**1.161.716**	**55.362.703**	**5.030.679**	**14.637.758**	**19.668.437**	**24.242.860**	**7.595.968**	**7.533.339**	**19.297.733**	**-**	**58.669.900**

31 de diciembre de 2016									31 de diciembre de 2015					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	Más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	4.668.542	16.155.634	20.824.176	22.376.436	18.904.213	15.431.989	11.215.453	8.186.564	76.114.655
-	-	-	-	-	-	215.214	659.135	874.349	860.857	860.857	860.857	430.428	-	3.012.999
-	-	-	-	-	-	951.507	2.896.151	3.847.658	3.806.030	3.806.030	951.507	-	-	8.563.567
1.589.999	1.459.832	1.244.048	909.553	775.930	5.979.362	559.718	1.259.783	1.819.501	1.489.541	1.383.305	1.269.785	1.081.597	1.488.913	6.713.141
-	-	-	-	-	-	-	17.520	17.520	-	-	-	-	1.942.995	1.942.995
-	-	-	-	-	-	1.350.117	5.050.186	6.400.303	7.193.099	7.193.099	7.193.099	4.862.156	3.639.085	30.080.538
2.006.396	2.006.396	2.006.396	2.006.396	24.071.963	32.097.547	-	2.153.867	2.153.867	2.144.288	2.144.288	2.144.288	2.144.288	24.342.682	32.919.834
-	-	-	-	-	-	-	391.530	391.530	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	23.515	-	23.515	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	16.912.466	-	16.912.466	4.636.665	-	-	-	-	4.636.665
3.596.395	**3.466.228**	**3.250.444**	**2.915.949**	**24.847.893**	**38.076.909**	**24.681.079**	**28.583.806**	**53.264.885**	**42.506.916**	**34.291.792**	**27.851.525**	**19.733.922**	**39.600.239**	**163.984.394**

18.4 Deuda de cobertura

Al 31 de diciembre de 2016, del total la deuda denominada en dólares estadounidenses ("dólar") del Grupo, M$ 106.418.951 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que se encuentran indexados al dólar (M$ 933.447.012 al 31 de diciembre de 2015, de los cuales M$ 119.366.828 correspondían a Operaciones Continuadas) (Ver Nota 3.m).

El movimiento por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31/12/2016 M$	31/12/2015 MS
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	**(5.732.192)**	**(38.783.599)**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	122.075	(44.992.798)
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(152.075)	3.172.291
Diferencias de conversión	387.959	(81.479)
Traspaso a activos para su disposición mantenidos para distribuir a los propietarios	-	74.953.393
Otros	(2.367.974)	-
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(7.742.207)**	**(5.732.192)**

18.5 Otros aspectos

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M$ 86.993.868 (M$ 34.332.376 al 31 de diciembre de 2015).

19. Política de Gestión de Riesgos

Las empresas del Grupo Enel Américas 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 Américas.

19.1 Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

Posición neta:

	31/12/2016 %	31/12/2015 %
Deuda con tasa de interés fijo	44%	30

19.2 Riesgo de tipo de cambio

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

- Deuda contratada por sociedades del Grupo denominada en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

- Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por 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.

- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

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

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

19.3 Riesgo de commodities

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

- Compras de combustibles en el proceso de generación de energía eléctrica.

- Operaciones de compra-venta de energía que se realizan en mercados locales.

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2016, había operaciones de contratos de compra de futuros de energía por 69.84 GWh, para el periodo Ene-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 15.12 GWh para el periodo Ene-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 31 de diciembre de 2016, se liquidaron diez contratos de venta y uno de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh. Al 31 de diciembre de 2015, no hubo operaciones en el mercado de derivados energéticos.

19.4 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 18, 20 y Anexo 4).

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M$ 1.800.510.297 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 86.993.868 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5 Riesgo de crédito

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

19.6 Medición del riesgo

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

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

- Deuda Financiera.

- Derivados de cobertura para Deuda.

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

- Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.

- Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.

- Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M$ 112.729.307. Este valor representa el potencial incremento de la cartera de deuda y derivados, por lo tanto este valor en riesgo está intrínsecamente relacionado, entre otros factores, al valor de la cartera al final de cada trimestre.

20. Instrumentos Financieros

20.1 Clasificación de instrumentos financieros de activo por naturaleza y categoría

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

	31 de diciembre de 2016					
	Activos financieros mantenidos para negociar M$	**Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M$**	**Inversiones a mantener hasta el vencimiento M$**	**Préstamos y cuentas por cobrar M$**	**Activos financieros disponible para la venta M$**	**Derivados financieros de cobertura M$**
Instrumentos derivados	21.825.932	-	-	-	-	173.106
Otros activos de carácter financiero	-	44.019.453	25.201.114	1.038.079.067	-	-
Total Corriente	**21.825.932**	**44.019.453**	**25.201.114**	**1.038.079.067**	**-**	**173.106**
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	1.277.058	-
Otros activos de carácter financiero	-	320.461	36.272	318.332.881	687.458.647	-
Total No Corriente	**-**	**320.461**	**36.272**	**318.332.881**	**688.735.705**	**-**
Total	**21.825.932**	**44.339.914**	**25.237.386**	**1.356.411.948**	**688.735.705**	**173.106**

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

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

	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	638.836	497.276.645	-
Instrumentos derivados	3.237.240	-	3.531.642
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.657.944.574	-
Total Corriente	**3.876.076**	**2.155.221.219**	**3.531.642**
Préstamos que devengan interés	76.648.045	2.309.358.632	-
Instrumentos derivados	-	-	10.747.217
Otros pasivos de carácter financiero	-	296.322.235	-
Total No Corriente	**76.648.045**	**2.605.680.867**	**10.747.217**
Total	**80.524.121**	**4.760.902.086**	**14.278.859**

	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	-	617.276.453	-
Instrumentos derivados	1.052.026	-	69.545.029
Otros pasivos de carácter financiero	-	1.447.306.354	-
Total Corriente	**1.052.026**	**2.064.582.807**	**69.545.029**
Préstamos que devengan interés	-	1.846.995.721	-
Instrumentos derivados	-	-	300.871
Otros pasivos de carácter financiero	-	244.079.004	-
Total No Corriente	**-**	**2.091.074.725**	**300.871**
Total	**1.052.026**	**4.155.657.532**	**69.845.900**

20.2 Instrumentos derivados

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

- Coberturas de flujos de caja: Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.

- Coberturas de valor razonable: Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.

- Derivados no cobertura: Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y pasivos por instrumentos derivados de cobertura

Al 31 de diciembre de 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:

	31 de diciembre de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$
Cobertura de tipo de interés:	**166.155**	**-**	**40.207**	**-**	**908.115**	**978.556**	**11.177**	**300.871**
Cobertura flujos de caja	166.155	-	40.207	-	908.115	978.556	11.177	300.871
Cobertura de tipo de cambio:	**6.951**	**-**	**3.491.435**	**10.747.217**	**264.010**	**-**	**69.533.852**	**-**
Cobertura de flujos de caja	6.951	-	-	-	264.010	-	69.533.852	-
Cobertura de valor razonable	-	-	3.491.435	10.747.217	-	-	-	-
TOTAL	**173.106**	**-**	**3.531.642**	**10.747.217**	**1.172.125**	**978.556**	**69.545.029**	**300.871**

Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura M$	Descripción de Instrumentos contra los que se Cubre M$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2016 M$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2015 M$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(13.523.416)	(298.743)
SWAP	Tasa de Interés	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(40.207)	1.873.366
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	4.151	(314.746)
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	162.006	-
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	-	(67.966.043)
FORWARD	Tipo de cambio	Otros	-	(19.920)
FORWARD	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	6.951	-
FORWARD	Tipo de cambio	Costos operacionales	(715.238)	(969.133)

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

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

	31 de diciembre de 2016		31 de diciembre de 2015	
	Ingresos M$	**Gastos M$**	**Ingresos M$**	**Gastos M$**
Instrumento derivado	5.622.666	-	-	-
Partida subyacente	-	5.763.802	-	-
TOTAL	**5.622.666**	**5.763.802**	**-**	**-**

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:

	31 de diciembre de 2016				31 de diciembre de 2015			
	Activos	**Pasivos**	**Activos**	**Pasivos**	**Activos**	**Pasivos**	**Activos**	**Pasivos**
	Corriente M$	**No Corriente M$**	**Corriente M$**	**No Corriente M$**	**Corriente M$**	**No Corriente M$**	**Corriente M$**	**No Corriente M$**
Instrumentos derivados de no cobertura (1)	21.825.932	3.237.240	-	-	4.427.286	1.052.026	-	-

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

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

c) Otros antecedentes sobre los instrumentos derivados:

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

	31 de diciembre de 2016						
		Valor nocional					
Derivados financieros	**Valor razonable M$**	**Antes de 1 Año M$**	**1-2 Años M$**	**2-3 Años M$**	**3-4 Años M$**	**4-5 Años M$**	**Total M$**
Cobertura de tipo de interés:	**125.948**	**22.734.662**	**-**	**-**	**-**	**-**	**22.734.662**
Cobertura de flujos de caja	125.948	22.734.662	-	-	-	-	22.734.662
Cobertura de tipo de cambio:	**(14.231.701)**	**9.195.235**	**30.812.341**	**57.047.508**	**-**	**-**	**97.055.084**
Cobertura de flujos de caja	6.951	4.609.114	-	-	-	-	4.609.114
Cobertura de valor razonable	(14.238.652)	4.586.121	30.812.341	57.047.508	-	-	92.445.970
Derivados no designados contablemente de cobertura	**18.588.692**	**1.000.566.439**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.000.566.439**
TOTAL	**4.482.939**	**1.032.496.336**	**30.812.341**	**57.047.508**	**-**	**-**	**1.120.356.185**

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

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.

20.3 Jerarquías del valor razonable

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

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

	Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	31/12/2016 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	208.353	35.247	173.106	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	21.825.932	-	21.825.932	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	43.013.881	43.013.881	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	687.458.647	-	687.458.647	-
Total	**752.506.813**	**43.049.128**	**709.457.685**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	40.207	-	40.207	
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	14.245.229	6.577	14.238.652	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	3.237.240	-	3.237.240	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	638.836	-	638.836	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	76.648.045	-	76.648.045	-
Total	**94.809.557**	**6.577**	**94.802.980**	**-**

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

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

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

21. Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes

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	397.280.153	414.404.744	-	2.247.156
Otras cuentas por pagar	1.258.060.722	1.038.419.463	342.774.881	281.297.098
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**1.655.340.875**	**1.452.824.207**	**342.774.881**	**283.544.254**

El detalle de 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 Uno a cinco años	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Proveedores por compra de energía	224.351.585	261.183.792	-	2.247.156
Proveedores por compra de combustibles y gas	31.458.051	39.116.975	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	542.003.125	446.669.578	18.213.568	18.190.772
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	93.004.708	106.531.865	-	-
Multas y reclamaciones (2)	115.424.845	94.165.502	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	13.874.757	12.867.918	23.049.578	17.940.704
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	200.329.207	86.077.354	50.949	2.648.714
IVA Debito Fiscal	42.054.243	43.676.292	46.401.697	39.465.249
Contrato Mitsubishi (LTSA)	15.451.101	15.390.966	-	-
Cuentas por pagar al personal	103.141.064	69.506.842	2.664.078	2.567.956
Cuentas por pagar con CAMMESA (1)	222.837.956	218.839.805	233.322.967	187.895.235
Otras cuentas por pagar	51.410.233	58.797.318	19.072.044	12.588.468
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**1.655.340.875**	**1.452.824.207**	**342.774.881**	**283.544.254**

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

(1) Al 31 de diciembre de 2016, en nuestra filial Edesur, se incluyen al M$ 197.830.539 de cuentas por pagar por compras de energía eléctrica a CAMMESA (M$142.620.396 al 31 de diciembre de 2015). Adicionalmente, se incluye un total de M$ 258.330.384 (M$ 261.114.644 al 31 de diciembre de 2015) por contratos de mutuo y cesión de créditos en garantía firmados con CAMMESA para (i) el financiamiento de necesidades operativas impostergables para el funcionamiento de la central generadora en nuestra filial Enel Generación Costanera; (ii) el financiamiento de las necesidades de mantenimiento de los turbogeneradores en nuestra filial Dock Sud; y (iii) el financiamiento del Plan Extraordinario de Inversiones en nuestra filial Edesur.

(2) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones por el ejercicio actual y ejercicios anteriores, que nuestra filial Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), el valor de estas multas es actualizado en línea con las variaciones en el Valor Agregado de Distribución debido a los ajustes tarifarios. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, como resultado de la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016, la actualización del valor de las multas generó un costo financiero de M$ 47.110.667 (Ver Notas 31 y 33.5).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, se expone en Anexo 7.

22. 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$
Por reclamaciones legales	81.033.865	42.090.525	185.008.080	144.855.586
Por desmantelamiento o restauración (*)	2.365.398	750.345	7.864.139	6.328.957
Provisión Medio Ambiente (**)	19.004.466	73.381.544	40.291.360	31.880.082
Otras provisiones	17.609.716	11.076.762	115.907	783.659
Total	**120.013.445**	**127.299.176**	**233.279.486**	**183.848.284**

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

(**) Provisiones Medio Ambiente corresponden a obligaciones derivadas de la licencia ambiental para el proyecto El Quimbo, por contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de central en el año 2016.

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

b) El movimiento de las provisiones por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento o Restauración M$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones M$	Total M$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	**186.946.111**	**7.079.302**	**117.122.047**	**311.147.460**
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	77.486.339	1.554.158	20.929.913	99.970.410
Provisión Utilizada	(38.474.142)	(836.224)	(70.081.581)	(109.391.947)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	35.858.522	1.014.833	4.966.640	41.839.995
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	3.819.769	(219.359)	1.544.716	5.145.126
Otro Incremento (Decremento)	405.346	1.636.827	2.539.714	4.581.887
Total Movimientos en Provisiones	**79.095.834**	**3.150.235**	**(40.100.598)**	**42.145.471**
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**266.041.945**	**10.229.537**	**77.021.449**	**353.292.931**

Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento o Restauración M$	Por Medio Ambiente y Otras Provisiones M$	Total M$
Movimientos en Provisiones				
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	**223.968.140**	**32.216.194**	**31.282.191**	**287.466.525**
Provisiones Adicionales	-	-	-	-
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	22.857.949	24.158.277	106.100.964	153.117.190
Provisión Utilizada	(25.239.603)	(7.275)	(12.262.416)	(37.509.294)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	31.412.199	2.031.788	23.054.386	56.498.373
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(32.537.015)	(234.141)	(24.082.348)	(56.853.504)
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (1)	(14.829.363)	(51.085.541)	(6.530.431)	(72.445.335)
Otro Incremento (Decremento)	(18.686.196)	-	(440.299)	(19.126.495)
Total Movimientos en Provisiones	**(37.022.029)**	**(25.136.892)**	**85.839.856**	**23.680.935**
Saldo Final al 31 de diciembre de 2015	**186.946.111**	**7.079.302**	**117.122.047**	**311.147.460**

(1) Ver nota 5.1

23. Obligaciones por Beneficios Post Empleo

23.1 Aspectos generales:

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

a) Beneficios de prestación definida:

- Pensión complementaria: Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.

- Indemnizaciones por años de servicios: El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.

b) Otros Beneficios

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

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

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

  Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:

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

- Nuevo Plan de Salud: Consiste en la contratación de un operador para la prestación del servicio médico y odontológico a familiares (grupo familiar básico) de pensionados de Emgesa (121 beneficiarios actualmente). Este beneficio estuvo bajo la administración de la Organización Sindical (Sintraelecol) hasta el 31 de marzo de 2016. A partir del 1 de abril de 2016, la administración de este beneficio quedó a cargo del empleador Emgesa, por lo que se suscribió un contrato con la compañía MEDPLUS Medicina Prepagada para continuar garantizando este beneficio. Este beneficio cobija a los beneficiarios de pensionados y en caso de fallecimiento del titular, el beneficio se mantiene 6 meses más sobre los beneficiarios del pensionado, termino en el cual finaliza el beneficio. La Compañía reconoció contablemente a partir de este mes este beneficio el cual fue valorado por un actuario de la compañía AON.

c) Beneficios de aportación definida:

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

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros:

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

Cuentas contables:

	Saldo al	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Obligaciones post empleo	228.525.324	187.270.474
Total Pasivo	**228.525.324**	**187.270.474**
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**228.525.324**	**187.270.474**

Conciliación con cuentas contables:

	Saldo al	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Obligaciones post empleo	575.377.309	428.066.630
Plan de activos (*)	(384.821.181)	(284.231.299)
Total	190.556.128	143.835.331
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	22.373.345	22.057.178
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	15.595.851	21.377.965
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**228.525.324**	**187.270.474**

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

(**) En Coelce, ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M$ 22.373.345 al 31 de diciembre de 2016 (M$ 22.057.178 al 31 de diciembre de 2015), este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción ("CINIIF 14"), ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, el superávit sólo puede ser utilizado por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizado por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsado al patrocinador.

(***)En Ampla, y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – El Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se ha registrado un monto de M$ 15.595.851 al 31 de diciembre de 2016 (M$ 21.377.965 al 31 de diciembre de 2015) correspondiente a los contratos de deudas actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Ampla), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

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

	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2014 M$	31/12/2013 M$	31/12/2012 M$
Pasivo Actuarial	575.377.309	428.066.630	588.148.279	521.850.486	628.823.491
Activos Afectos	(384.821.181)	(284.231.299)	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)
Diferencia	190.556.128	143.835.331	220.139.571	199.020.212	234.943.326
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	22.373.345	22.057.178	33.710.733	39.494.779	21.218.042
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	15.595.851	21.377.965	16.080.108	-	-
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	**228.525.324**	**187.270.474**	**269.930.412**	**238.514.991**	**256.161.368**

b) Los gastos registrados en el estado de resultados integrales consolidados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

	Por los ejercicios terminados	
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	2.504.931	7.092.780
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	58.882.192	56.568.888
Ingresos por intereses activos del plan	(42.362.834)	(38.428.236)
Costos de Servicios Pasados	1.758.899	(523)
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	3.476.115	3.619.155
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	**24.259.303**	**28.852.064**
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	19.879.558	19.027.368
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**44.138.861**	**47.879.432**

Operaciones Discontinuadas	**01/03/2016 M$**	**31/12/2015 M$**
Resultados operaciones discontinuadas	574.738	4.582.171

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

Pasivo Actuarial Neto	**M$**
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	**269.930.412**
Costo Neto por Intereses	21.759.807
Costos de los Servicios en el Período	7.092.780
Beneficios Pagados en el Período	(19.628.639)
Aportaciones del Período	(15.322.998)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Cambios del Límite del Activo	(8.365.724)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	9.627.791
Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios (*)	(55.023.456)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(523)
Diferencias de Conversión	(40.564.277)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**187.270.474**
Costo Neto por Intereses	19.995.473
Costos de los Servicios en el Período	2.504.931
Beneficios Pagados en el Período	(12.862.593)
Aportaciones del Período	(16.841.277)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	57.155.289
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	9.580.234
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(32.200.640)
Cambios del Límite de Activo	(6.232.680)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	(8.422.645)
Costo de Servicio pasado Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.758.899
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	16.910.891
Traspaso del personal	(1.147.411)
Otros	(511.024)
Diferencia de conversión	11.567.403
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2016	**228.525.324**

(*) Ver nota 5.1

d) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	**588.148.279**
Costo del servicio corriente (*)	7.092.780
Costo por intereses (*)	56.568.888
Aportaciones efectuadas por los participantes	453.243
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(41.003.639)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	33.191.124
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(108.872.703)
Contribuciones pagadas	(52.487.363)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	(523)
Traspaso a pasivo mantenidos para distribuir a los propietarios	(55.023.456)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**428.066.630**
Costo del servicio corriente	2.504.931
Costo por intereses	58.882.192
Aportaciones efectuadas por los participantes	406.132
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras (*)	57.155.289
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia (*)	9.580.234
Diferencia de conversión de moneda extranjera	50.801.062
Contribuciones pagadas	(49.030.516)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	1.758.899
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	16.910.891
Traspaso del personal	(1.147.411)
Otros	(511.024)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**575.377.309**

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue M$ 4.810.031 durante el ejercicio 2015. Los costos de servicio corriente del ejercicio 2015 incluyen costos por nuevos planes de retiro por M$1.484.025 y costos por resultados actuariales de premios por antigüedad por M$1.380.360. Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M$19.459.863. La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M$ 13.381.836.

Al 31 de diciembre de 2016, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 0,34% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (0,72% a 31 de diciembre de 2015), en un 81,36% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (80,50% a 31 de diciembre de 2015), en un 15,49% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (15,01% a 31 de diciembre 2015), en un 2,34% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (3,16% a 31 de diciembre de 2015) y el 0,47% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,61% al 31 de diciembre de 2015).

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

Valor razonable del plan de activos	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	**(368.008.708)**
Ingresos por intereses	(38.428.236)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	25.577.816
Diferencia de conversión de moneda extranjera	79.545.346
Aportaciones del empleador	(15.322.998)
Aportaciones pagadas	(453.243)
Contribuciones pagadas	32.858.724
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**(284.231.299)**
Ingresos por intereses	(42.362.834)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(32.200.640)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(44.946.922)
Aportaciones del empleador	(16.841.277)
Aportaciones pagadas	(406.132)
Contribuciones pagadas	36.167.923
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**(384.821.181)**

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

Categoría de los Activos del Plan	31/12/2016		31/12/2015	
	M$	%	M$	%
Acciones (renta variable)	16.583.600	4,31%	35.173.904	12,38%
Activos de renta fija	319.592.708	83,05%	210.347.356	74,01%
Inversiones inmobiliarias	43.911.876	11,41%	33.391.752	11,75%
Otros	4.732.997	1,23%	5.318.287	1,87%
Total	**384.821.181**	**100%**	**284.231.299**	**100%**

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

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

	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Acciones	-	1
Inmuebles	18.554.488	16.535.844
Total	**18.554.488**	**16.535.845**

f) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	**33.710.733**
Intereses de Activo no reconocidos	3.619.155
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(8.365.724)
Diferencias de Conversión	(6.906.986)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**22.057.178**
Intereses de Activo no reconocidos	3.476.115
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(6.232.680)
Diferencias de Conversión	3.072.733
Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2016	**22.373.346**

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:

	Chile		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Tasas de descuento utilizadas	4,70%	5,00%	12,2% - 12,31%	14,02% - 14,21%	6,54%	7,25%	5,50%	5,50%	6,20%	7,60%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	4,00%	9,18%	9,69%	4,20%	4,20%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 RV-M-2014	RV -2009	AT 2000	AT 2000	RV 2008	RV 2008	CB-H-2014 RV-M-2014	RV 2004	RV 2009	RV 2009
Tasa de rotación esperada	6,12% - 7,00%	5,69%	4,55% - 5,68%	4,55% - 5,68%	0,35% - 0,74%	0,44% - 0,65%	1,20% - 1,52%	1,20% - 1,52%	3,88% - 4,20%	3,90% - 4,07%

- **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$ 46.997.078 (M$ 32.618.877 al 31 de diciembre de 2015) en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$ 55.052.865 (M$ 38.040.654 al 31 de diciembre de 2015) en caso de una baja de la tasa.

- **Aportación definida:**

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 fueron de M$ 4.591.012 y M$ 4.799.333, respectivamente, los cuales en su totalidad corresponden a Operaciones Continuadas.

- **Desembolso futuro:**

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año ascienden a M$ 34.797.933.

- **Duración de los compromisos:**

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 11,14 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M$
1	55.890.335
2	44.225.077
3	44.462.518
4	43.963.708
5	44.529.707
Más de 5	222.756.026

24. Patrimonio

24.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora

24.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2016 asciende a $ 4.621.809.178.631 representado por 58.324.975.387 acciones autorizadas, suscritas y pagadas. El capital de Enel Américas al 31 de diciembre de 2015 ascendió a $ 5.804.447.986.087 representado en 49.092.772.762 de acciones en ambos períodos. Todas las acciones emitidas por Enel Américas están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, y Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE).

Acciones propias en cartera

Las acciones propias en cartera al 31 de diciembre de 2016 ascienden a M$ 94.046.713.075 representadas por 872.333.871 acciones, que fueron compradas como resultado del proceso de fusión de acuerdo con el siguiente detalle:

- 129.829.692 acciones por un monto total de M$ 14.492.693.875 correspondientes a los accionistas minoritarios de Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro.

- 742.504.179 acciones por un monto total de M$ 79.554.019.200 correspondientes a las acciones de Endesa Américas compradas en la Oferta Pública de Acciones.

Cambios en el Capital Emitido como consecuencia de la Reorganización Societaria:

Proceso de División:

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

Como parte del acuerdo de División, se acordó asimismo (i) la disminución del capital de Enersis (actual Enel Américas) producto de la División desde la suma de $5.804.447.986.000, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal, a la nueva suma de $3.575.339.011.549, dividido en 49.092.772.762 acciones nominativas, de una misma y única serie y sin valor nominal; (ii) establecer el capital de Enersis Chile en la suma de $2.229.108.974.451, correspondiente al monto que en que se disminuyó el capital de Enersis, dividido en 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, todas de una misma serie y sin valor nominal; y (iii) la distribución del patrimonio social entre Enersis y Enersis Chile, asignándose a Enersis Chile los activos y delegándosele los pasivos según lo señalado en la referida junta.

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

El 4 de octubre de 2016, las juntas extraordinarias de accionistas de Enersis Chile, Endesa Chile y Chilectra aprobaron el cambio de razón social de estas sociedades por Enel Chile S.A., Enel Generación Chile S.A. y Enel Distribución Chile S.A., respectivamente. El cambio de nombre se concretó finalmente el 18 de octubre de 2016, a través de la modificación de los estatutos de cada sociedad.

Proceso de Fusión:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora, bajo el nuevo nombre de "Enel Américas". En esta fusión, Enersis Américas absorbió por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales fueron disueltas sin necesidad de liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones.

Con fecha 14 de septiembre de 2016, Enersis Américas comenzó una Oferta Pública de Adquisición de Acciones ("OPA") sobre la totalidad de las acciones emitidas por Endesa Américas y una "Tender Offer" sobre la totalidad de los American Depository Shares ("ADSs") y sobre las acciones cuyos titulares residen en los Estados Unidos de América, emitidos por dicha sociedad, por un precio de Ch$300 por acción (o en el caso de los ADS el equivalente en dólares de los Estados Unidos de Norteamérica de Ch$9.000 por ADS).

La OPA era contingente a (i) la aprobación de la fusión por los accionistas en la junta extraordinaria de accionistas celebradas en conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas (la cual fue obtenida el 28 de septiembre de 2016); (ii) menos del 10% de las acciones de Enersis Américas, 10% de las acciones de Endesa Américas y un 0,91% de las acciones de Chilectra Américas ejerzan el derecho a retiro en relación con la fusión, siempre que ningún accionista posea más del 65% de Enersis Américas después del ejercicio del derecho a retiro, y (iii) la ausencia de cualquier evento significativo adverso en Endesa Américas y sus filiales. No habiéndose cumplido ninguna de las causales suspensivas anteriormente mencionadas, la OPA finalizó satisfactoriamente el 28 de octubre de 2016. La OPA resultó en la compra de 265.180.064 acciones de Endesa Américas por un monto total de M$79.554.019.

En resumen, Enersis Américas incrementó su participación accionaria en Endesa Américas en un 3,23%, llegando a controlar directamente un 63,21% de las acciones de la sociedad.

Con fecha 15 de noviembre de 2016, y en virtud de lo resuelto por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis Américas de fecha 28 de septiembre de 2016, Enersis Américas suscribió conjuntamente con sus filiales Endesa Américas S.A. ("Endesa Américas") y Chilectra Américas ("Chilectra Américas"), la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión, que da cuenta de la verificación de las condiciones suspensivas a que se encontraba sujeta la Fusión, permitiendo hacer efectiva la Fusión a partir del primer día del mes calendario siguiente a aquel mes en que se otorgare la Escritura declarativa de Cumplimiento de Condiciones de Fusión.

Con fecha 1 de diciembre de 2016, se materializó la Fusión, incorporándose en Enersis Américas la totalidad del patrimonio de Endesa Américas y de Chilectra Américas, sucediendo la primera en todos sus derechos y obligaciones a las segundas, las que se disolvieron de pleno derecho sin necesidad de liquidación. En esa misma fecha, Enersis Américas cambió su actual razón social, a la de Enel Américas S.A.

Como consecuencia de la aprobación y materialización de la fusión, los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, tuvieron las siguientes opciones:

- Los accionistas de Endesa Américas que participaron en la fusión recibieron 2,8 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Endesa Américas que ellos poseían, y 1.68 ADS de Enersis Américas por cada uno de los ADS de Endesa Américas que ellos poseían, dado que Endesa Américas dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;

- Los accionistas de Chilectra Américas que participaron en la fusión recibieron 4,0 acciones de Enersis Américas por cada una de las acciones de Chilectra Américas que ellos poseían dado que Chilectra Américas también dejó de existir como una entidad individual una vez materializada la fusión;

- Los accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro establecido en las leyes Chilenas recibieron un pago en efectivo equivalente al promedio ponderado de los precios de cierre de las acciones de Enersis Américas o acciones de Endesa Américas, como fuera el caso, que fueron informados en las Bolsas de Valores en Chile durante el período de 60 días transados precedente al período de 30 días transados previo a la fecha en el cual la fusión fue aprobada o el valor en libros de las acciones de Chilectra Américas, como fuere aplicable; y

- Los accionistas de Endesa Américas pudieron ofrecer sus acciones de Endesa Américas y ADS en la OPA.

Los movimientos en el número de acciones de Enel Américas como consecuencia de la fusión se resumen en la siguiente tabla:

Número de acciones en circulación de Enel Américas previo a la fusión	49.092.772.762

	Número de Acciones	Razón de intercambio de acciones	Número de Acciones
Emisión de nuevas acciones (1):			
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Endesa Américas	3.282.265.786	2,8	9.190.344.201
Canje de acciones con accionistas minoritarios de Chilectra Américas	10.464.606	4	41.858.424
Total emisión nuevas acciones	**3.292.730.392**		**9.232.202.625**
Recompra de acciones (2):			
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Enersis Américas	(119.185.929)		(119.185.929)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Endesa Américas	(3.706.909)	2,8	(10.379.345)
Ejercicio derecho a retiro accionistas minoritarios de Chilectra Américas	(65.035)	4	(260.140)
Acciones remanentes por canje de acciones			(4.278)
Total recompra de acciones	**(122.957.873)**		**(129.829.692)**
Oferta Pública de Acciones Endesa Américas (3):			
Acciones compradas	(265.180.064)	2,8	(742.504.179)
Total OPA Endesa Américas	**(265.180.064)**		**(742.504.179)**
Número de acciones en circulacíon Enel Américas posterior a la fusión			**57.452.641.516**
Número total de acciones capital emitido			**58.324.975.387**
Número total de acciones propias en cartera			**(872.333.871)**
Número acciones en circulacíon Enel Américas posterior a la fusión			**57.452.641.516**

(1) Con fecha 29 de diciembre de 2016, se realizó la inscripción en el Registro de Valores de 9.232.202.625 nuevas acciones de Enel Américas, emitidas con ocasión de la fusión. El monto total por la emisión de estas nuevas acciones fue de M$1.046.470.168.

(2) El monto total pagado por la recompra de acciones fue de M$14.492.694.

(3) El monto total de acciones de Endesa Américas compradas en la OPA fue de M$79.554.019.

Enel Américas continuará transando sus acciones públicamente en las Bolsas de Valores en Chile y sus ADS en la Bolsa de Valores de Nueva York ("NYSE"). En la fusión, las acciones y ADS de Endesa Américas y las acciones de Chilectra Américas fueron convertidas en acciones y ADS de Enersis Américas, como fuere aplicable, y Endesa Américas y Chilectra Américas dejaron de transar en las Bolsas de Valores en Chile y Endesa Américas dejó de transar en la Bolsa de Valores de Nueva York.

Posteriormente a la fusión, Enel SpA continuará siendo la última matriz controladora, a través de su participación mayoritaria en las acciones de Enel Américas y los anteriores accionistas minoritarios de Endesa Américas y Chilectra Américas, en conjunto con los actuales accionistas minoritarios de Enel Américas, poseerán sus correspondientes participaciones no controladoras en Enel Américas.

24.1.2 Dividendos

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

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

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

Con fecha 24 de noviembre de 2015 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 29 de enero de 2016 un dividendo provisorio N° 92 de $1,23875 por acción con cargo a los resultados estatutarios del ejercicio 2015, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2015, de conformidad con la política de dividendos.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 28 de abril de 2016, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (al que se descuenta el dividendo provisorio proforma pagado en enero de 2016) y un dividendo adicional, que asciende a un total de $204.974.253.630, que equivale a $4,17321 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N°92 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°93 ascendente a $167.209.724.296, que equivale a $3,40599 por acción.

Con fecha 24 de noviembre de 2016, el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistente, el pago de un Dividendo Provisorio N° 94 de $0,94664 por acción por un monto total de $54.387.251.604, con cargo al resultado del ejercicio 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. El monto del dividendo corresponde al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2016, de acuerdo con la política vigente de dividendos.

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

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
90	Provisorio	30/1/15	0,83148	2014
91	Definitivo	25/5/15	5,38285	2014
92	Provisorio	29/1/16	1,23875	2015
93	Definitivo	24/5/16	3,40599	2015
94	Provisorio	27/1/17	0,94664	2016

24.2 Reservas por diferencias de cambio por conversión

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

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre	
Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	**2016 M$**	**2015 M$**
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(85.158.910)	(81.730.224)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	97.776.402	97.135.435
Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	30.447.038	44.016.474
Dock Sud	(14.020.172)	(6.090.959)
Enel Brasil S.A.	(296.599.727)	(517.335.089)
Enel Generación Costanera S.A. (ex Central Costanera S.A.)	(2.198.481)	139.888
Emgesa S.A. E.S.P.	8.950.913	9.032.752
Enel Generación El Chocón S.A. (ex Hidroelectrica El Chocón S.A.)	(64.805.100)	(48.704.485)
Generandes Perú S.A.	64.927.577	80.452.244
Enel Generación Piura S.A. (ex Empresa Eléctrica de Piura S.A.)	5.931.003	8.966.225
Otros	(5.635.874)	(4.875.175)
TOTAL	**(260.385.331)**	**(418.992.914)**

24.3 Gestión del capital

El objetivo de Enersis Américas 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.

24.4 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. Al 31 de diciembre de 2016, la participación de la compañía en los activos netos restringidos de sus filiales Ampla, Coelce, Enel Distribución Perú, Enel Generación Piura, Enel Generación Perú y Chinango asciende a M$ 668.014.559, M$ 58.359.679, M$ 199.473.547, M$ 56.824.398, M$ 48.979.531 y M$ 977.128, respectivamente.

24.5 Otras Reservas

La naturaleza y el movimiento de las Otras reservas por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, fueron los siguientes:

	Saldo al 1 de enero de 2016 M$	Movimiento 2016 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M$
Diferencias de cambio por conversión (a)	(418.992.914)	158.607.583	(260.385.331)
Coberturas de flujo de caja (b)	(9.826.557)	2.179.035	(7.647.522)
Activos financieros disponibles para la venta	(167.739)	319.842	152.103
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	(101.436.996)	101.436.996	-
Otras reservas varias (c)	(2.628.536.018)	376.066.035	(2.252.469.983)
TOTAL	**(3.158.960.224)**	**638.609.491**	**(2.520.350.733)**

	Saldo al 1 de enero de 2015 M$	Movimiento 2015 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M$
Diferencias de cambio por conversión (a)	35.154.874	(454.147.788)	(418.992.914)
Coberturas de flujo de caja (b)	(69.404.677)	59.578.120	(9.826.557)
Activos financieros disponibles para la venta	14.046	(181.785)	(167.739)
Resultado integral de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	-	(101.436.996)	(101.436.996)
Otras reservas varias (c)	(2.619.970.627)	(8.565.391)	(2.628.536.018)
TOTAL	**(2.654.206.384)**	**(504.753.840)**	**(3.158.960.224)**

a) Reservas por diferencias de cambio por conversión: Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:

- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 2.7.3) y

- La valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (Nota 3.b.).

b) Reservas de cobertura flujo de efectivo: Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (Nota 3.f.5.).

c) Otras reservas varias.

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

Otras Reservas Varias	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Reserva por aumento de capital año 2013 (1)	(900.683.317)	(892.845.532)
Reserva por restructuración societaria ("División") (2)	479.817.274	-
Reserva operaciones subsidiarias (3)	(294.091.592)	(289.426.882)
Reserva transición a IFRS (4)	(997.915.790)	(1.455.137.625)
Reserva por fusión Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas (5)	(489.213.328)	-
Reserva por OPA Endesa Américas y Derecho a Retiro (6)	(38.227.305)	-
Otras reservas varias (7)	(12.155.925)	8.874.021
Total	**(2.252.469.983)**	**(2.628.536.018)**

1) Reserva originada como consecuencia del aumento de Capital que Enersis Américas perfeccionó durante el primer trimestre de 2013.

2) Reserva por la restructuración societaria ("división de Sociedades") materializada con fecha 1 de marzo de 2016. Representa el efecto generado por la reorganización de Enersis Américas y separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A. (ex Enersis Chile S.A.) (Ver Nota 5.1).

3) Reservas provenientes de operaciones en nuestras filiales. Representan el efecto generado por compras de participaciones de filiales bajo control común.

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

5) Reserva por la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas en y con Enel Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016. Representa el reconocimiento de la diferencia entre el aumento de capital en Enel Américas, y el importe en libros de las participaciones no controladoras que pasaron a formar parte del capital social en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas, como consecuencia de la fusión. La diferencia entre el valor de mercado de la contraprestación recibida o pagada y el monto por el cual se ajustó la participación no controladora fue reconocida en el patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enel Américas.

6) Reserva OPA y derecho a retiro: Representa la diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas como parte de la OPA y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M$ 37.877.290. Además, se incluye el efecto por M$350.015 relacionado con la diferencia entre el valor pagado y el valor libros de las acciones de aquellos accionistas que ejercieron su derecho a retiro.

7) Otras reservas varias provenientes de operaciones realizadas en períodos anteriores.

24.6 Participaciones no controladoras

El detalle de las principales participaciones no controladoras al y por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Participaciones no controladoras				
		Patrimonio		Resultado	
Compañías	**31/12/2016 %**	**31/12/2016 M$**	**31/12/2015 M$**	**31/12/2016 M$**	**31/12/2015 M$**
Ampla Energía E Serviços S.A.	0,36%	1.735.671	1.670.381	(154.382)	(39.491)
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	133.994.165	102.309.115	19.953.608	18.722.431
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	51,52%	294.254.383	270.808.395	58.465.318	63.817.434
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	402.781.136	412.145.236	86.052.535	109.187.510
Enel Distribucion Perú S.A.A (ex Edelnor S.A.A)	24,32%	81.256.041	75.852.375	15.044.949	15.467.507
Enel Generacion Perú S.A.A. (ex Edegel S.A.A)	16,40%	92.728.215	91.467.160	8.639.278	15.078.085
Chinango S.A.C.	20,00%	14.727.972	14.268.911	3.477.957	3.042.018
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	469.321	7.873.277	(5.817.925)	27.738.670
Enel Generacion Costanera S.A. (ex Central Costanera S.A.)	24,32%	5.376.086	3.759.405	2.745.894	(242.897)
Enel Generacion El Chocón S.A. (ex Hidroelectrica El Chocón S.A.)	32,33%	46.498.068	48.208.347	10.329.344	35.783.793
Inversora Dock Sud S.A.	42,86%	22.170.133	24.059.619	4.021.366	11.745.296
Central Dock Sud S.A.	29,76%	21.702.544	23.536.086	3.949.998	11.624.813
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra Chile S.A.) (1)	0,00%	-	10.118.233	274.125	1.743.825
Chilectra Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	83.289	-
Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile S.A.) (1)	0,00%	-	1.059.805.601	48.377.285	157.225.820
Endesa Américas S.A. (2)	0,00%	-	-	45.046.210	
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (1)	7,35%	-	10.900.863	1.201.670	8.674.207
Enel Generacion Piura S.A. (ex Empresa Electrica de Piura S.A.)	3,50%	2.642.479	2.201.500	537.587	-
Otros		4.443.469	4.674.591	957.822	3.313.547
TOTAL		**1.124.779.683**	**2.163.659.095**	**303.185.928**	**482.882.568**

(1) Al 31 de diciembre de 2015, estas entidades fueron clasificadas como operaciones discontinuadas. Con fecha 1 de marzo de 2016, estas compañías dejaron de pertenecer al Grupo (ver Nota 5.1).

(2) Con fecha 1 de diciembre de 2016, estas sociedades fueron fusionadas en y con Enel Américas S.A., las cuales fueron disueltas sin necesidad de liquidación (Ver Nota 24.1.1)

25. Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos

El detalle de los ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
Ingresos de actividades ordinarias	**2016 M$**	**2015 M$**
Ventas de energía (1)	**4.323.908.358**	**4.224.381.699**
Generación	**1.140.390.661**	**1.202.615.603**
Clientes Regulados	110.739.036	141.728.020
Clientes no Regulados	709.697.806	664.527.858
Ventas de Mercado Spot	250.678.234	338.995.080
Otros Clientes	69.275.585	57.364.645
Distribución	**3.183.517.697**	**3.021.766.096**
Residenciales	1.443.432.457	1.485.240.702
Comerciales	888.463.061	722.634.924
Industriales	369.218.116	299.722.654
Otros Consumidores	482.404.063	514.167.816
Otras ventas	**35.373.060**	**40.648.051**
Ventas de gas	21.847.481	16.779.246
Ventas de productos y servicios	13.525.579	23.868.805
Otras prestaciones de servicios	**408.844.273**	**402.615.560**
Peajes y transmisión	292.949.677	248.565.422
Arriendo equipos de medida	74.132	70.485
Alumbrado público	5.085.646	23.162.879
Verificaciones y enganches	7.510.995	4.580.679
Servicios de ingeniería y consultoría	3.257.072	1.404.449
Otras prestaciones	99.966.751	124.831.646
Total Ingresos de actividades ordinarias	**4.768.125.691**	**4.667.645.310**

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
Ingresos de actividades ordinarias	**2016 M$**	**2015 M$**
Ingresos por contratos de construcción	270.075.694	230.687.290
Otros Ingresos (2)	159.084.585	403.106.978
Total Otros Ingresos	**429.160.279**	**633.794.268**

(1) En Argentina, con fecha 29 enero de 2016, el ENRE emitió la Resolución N° 1/2016 que aprobó los valores del cuadro tarifario de Edesur con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a las cero hora del 01 de febrero de 2016, los efectos reconocidos por esta resolución en el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 fueron de M$ 419.665.450. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, se reconocieron ingresos por ventas de energía por M$ 33.972.365 producto de la aplicación de la Resolución 32/2015 que estableció que a partir del 1 de febrero de 2015, los fondos provenientes del PUREE debían ser considerados como parte de los ingresos de las distribuidoras.

(2) En Argentina, producto de la aplicación de la nueva Resolución 32/2015 de fecha 11 de marzo de 2015, que a efectos de solventar los gastos e inversiones asociados al normal funcionamiento de la prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica, aprobó: (i) un aumento no recurrente de los ingresos de Edesur a partir del 01 de febrero de 2015, sin que ello implicara un aumento tarifario, que ascendió a M$ 264.987.134, (ii) compensar hasta el 31 de enero de 2015, las deudas establecidas por el "Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica" (PUREE) hasta su concurrencia con los créditos establecidos por los costos no traspasados a tarifa a través del Mecanismo de Monitoreo de Costos ("MMC"), por un monto de M$11.551.237; y (iii) una instrucción a CAMMESA de emitir LVFVD por los montos que había determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo, por un monto de M$40.953.407. En 2016, las anteriores medidas transitorias fueron discontinuadas ya que, como se indicó anteriormente, se actualizó cuadro tarifario para Edesur a través de la mencionada Resolución 1/2016 del ENRE.

Adicionalmente, los otros ingresos incluyen M$ 59.235.949 y M$ 52.400.888 por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente, relacionados con los contratos de disponibilidad, que a contar de diciembre de 2012 nuestra filial Central Costanera S.A. suscribió con CAMMESA.

26. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de las materias primas y consumibles utilizados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
Materias primas y consumibles utilizados	**2016 M$**	**2015 M$**
Compras de energía	(1.651.606.817)	(1.885.916.426)
Consumo de combustible	(244.886.033)	(258.113.922)
Gastos de transporte	(266.484.464)	(245.813.374)
Costos por contratos de construcción	(270.075.694)	(230.687.290)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(212.045.797)	(156.670.500)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(2.645.098.805)**	**(2.777.201.512)**

27. Gastos por Beneficios a los Empleados

Los gastos por beneficios a los empleados por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es la siguiente:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
Gastos por beneficios a los empleados	**2016 M$**	**2015 M$**
Sueldos y salarios	(270.822.889)	(309.761.095)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(8.854.842)	(9.609.364)
Seguridad social y otras cargas sociales	(134.441.521)	(159.641.192)
Otros gastos de personal	(9.244.846)	(8.686.496)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(423.364.098)**	**(487.698.147)**

28. Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro

El detalle de los gastos por depreciación, amortización y pérdida por deterioro por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre de,	
	2016 M$	**2015 M$**
Depreciación	(235.574.729)	(245.598.045)
Amortización	(84.424.312)	(74.944.152)
Subtotal	**(319.999.041)**	**(320.542.197)**
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(106.214.656)	(39.811.756)
Total	**(426.213.697)**	**(360.353.953)**

(*) Informacion por segmentos por Reversión y (Pérdidas) por deterioro	Generacion		Distribucion		Otros		Ejercicios terminados al 31 de diciembre,	
	2016 M$	2015 M$	2016 M$	2015 M$	2016 M$	2015 M$	2016 M$	2015 M$
Activos financieros (ver nota 8)	(9.995.956)	(4.794.591)	(78.660.049)	(34.909.411)	(95.529)	(75.708)	(88.751.534)	(39.779.710)
Otros activos financieros	(13.110.022)	-	-	-	(4.353.100)	-	(17.463.122)	-
Propiedad, planta y equipo (ver nota 15)	-	(32.046)	-	-	-	-	-	(32.046)
Total	**(23.105.978)**	**(4.826.637)**	**(78.660.049)**	**(34.909.411)**	**(4.448.629)**	**(75.708)**	**(106.214.656)**	**(39.811.756)**

29. Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de los otros gastos por naturaleza por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Ejercicios terminados el 31 de diciembre	
	2016 M$	2015 M$
Otros suministros y servicios	(147.298.051)	(58.304.067)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(90.335.758)	(162.323.852)
Reparaciones y conservación	(111.190.930)	(107.991.590)
Indemnizaciones y multas	(2.826.797)	(12.912.842)
Tributos y tasas	(24.898.571)	(32.252.186)
Primas de seguros	(28.448.289)	(28.245.178)
Arrendamientos y cánones	(11.678.441)	(12.449.187)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(3.526.540)	(5.270.796)
Otros aprovisionamientos	(118.144.838)	(53.888.664)
Gastos de viajes	(12.840.901)	(13.769.681)
Gastos de medioambiente	(1.511.614)	(1.120.706)
Total	**(552.700.730)**	**(488.528.749)**

Los gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015 fue de M$ 194.990 y M$ 237.085, respectivamente.

30. Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle de las otras ganancias (pérdidas) por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Ejercicios terminados el 31 de diciembre	
	2016 M$	2015 M$
Disposiciones y bajas inmovilizado material	17.475.697	(6.758.695)
Otros (1)	(9.266.214)	192.470
Total Otras ganancias (pérdidas)	**8.209.483**	**(6.566.225)**

(1) Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016, se incluyen los efectos originados por la fusión de Codensa y DECSA y EEC relacionados con: (i) la pérdida por M$ 11.556.684 por remedición del valor razonable de la participación pre-existente que Codensa tenía sobre DECSA y EEC; (ii) la pérdida por M$ 2.456.619 por la reclasificación de la diferencia de conversión acumulada de la participación pre-existente que Codensa tenía sobre DECSA y EEC; y (iii) la ganancia por M$ 4.708.663 reconocida en transacción de adquisición en condición muy ventajosa. Ver Nota 6.

31. Resultado Financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, es el siguiente:

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre	
Ingresos financieros	**2016 M$**	**2015 M$**
Efectivo y otros medios equivalentes	101.644.945	124.314.454
Ingresos por rendimiento esperado activos del plan (Brasil)	111.003	135.153
Ingresos financieros por concesiones IFRIC 12 (Brasil) (1)	37.303.103	37.618.478
Otros ingresos financieros (3)	47.878.463	132.702.187
Total Ingresos Financieros	**186.937.514**	**294.770.272**

	Ejercicios terminados el 31 de diciembre	
Costos financieros	**2016 M$**	**2015 M$**
Costos Financieros	**(522.800.993)**	**(385.455.340)**
Préstamos bancarios	(57.308.976)	(38.921.033)
Obligaciones con el público	(192.607.024)	(179.258.559)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.549.452)	(1.414.900)
Valoración derivados financieros	(11.174.750)	(656.450)
Actualizacion financiera de provisiones (4)	(109.919.998)	(54.616.547)
Obligación por beneficios post empleo (3)	(20.106.476)	(19.595.016)
Gastos financieros activados	20.920.558	73.008.564
Otros costos financieros	(151.054.875)	(164.001.399)
Resultado por unidades de reajuste (*)	**(698.141)**	**(9.266.040)**
Diferencias de cambio (**) (2)	**39.850.562**	**128.238.047**
Total Costos Financieros	**(483.648.572)**	**(266.483.333)**
Total Resultado Financiero	**(296.711.058)**	**28.286.939**

(1) Corresponde al ingreso financiero por la actualización financiera durante los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce.

(2) Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, nuestras filiales argentinas, Enel Generación Costanera, Enel Generación El Chocón y Dock Sud, producto de la dolarización de las acreencias relacionadas al proyecto Central Vuelta de Obligado (VOSA) registraron diferencias de cambio positivas por un total de M$ 141.559.960, y otros ingresos financieros por un total de M$ 57.079.871 por los intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada liquidación de venta aportada al proyecto y de las acreencias dolarizadas. Adicionalmente, nuestra filial argentina, Edesur registro un ingreso financiero por M$27.215.856 producto de la compensación que surge de la aplicación del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) (Ver nota 33.5).

(3) Ver nota 23.2.b).

(4) Para el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016 se incluyen M$ 47.110.667 de nuestra filial Edesur, correspondientes al costo financiero generado por la actualización de multa de calidad de servicio por la aplicación de la Resolución ENRE N°1/2016 (Ver Notas 21 y 33.5). Adicionalmente, nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce, han reconocido M$34.351.383 y M$ 30.951.657 durante los ejercicio terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente, por concepto de actualización financiera de reclamaciones legales (Ver Nota 22).

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajuste son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Ejercicios terminados el 31 de diciembre 2016 M$	2015 M$
Otros activos financieros	10	-
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	36.471	1.240
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(695.250)	(9.267.280)
Otras provisiones	(39.372)	-
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**(698.141)**	**(9.266.040)**

Diferencias de Cambio (**)	Ejercicios terminados el 31 de diciembre 2016 M$	2015 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	10.239.814	7.304.624
Otros activos financieros	67.847.538	170.679.018
Otros activos no financieros	(1.413.526)	4.995.376
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7.307.240	51.506.895
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	499.124	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(37.327.934)	(44.858.948)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	1.144.094	(37.360.135)
Otros pasivos no financieros	(8.445.788)	(24.028.783)
Total Diferencias de Cambio	**39.850.562**	**128.238.047**

32. Información por Segmento

32.1 Criterios de segmentación

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

El Grupo adoptó un enfoque "abajo hacia arriba" para identificar los segmentos sobre los que debe informarse. Los segmentos de Generación y Transmisión y de Distribución han sido definidos basado en IFRS 8.9 y en los criterios establecidos en IFRS 8.12, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen indicadores económicos similares que son comunes a todos los países en que el Grupo opera.

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

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Generación y Transmisión:

Segmento de Generación y Transmisión a informar:

- Negocio de Generación y Transmisión en Argentina
- Negocio de Generación y Transmisión en Brasil
- Negocio de Generación y Transmisión en Colombia
- Negocio de Generación y Transmisión en Perú

Nuestro negocio de generación y transmisión es conducido en Argentina por nuestras filiales Cemsa, Central DockSud, Enel Generación Costanera, y Enel Generación El Chocón; en Brasil por nuestras filiales EGP Cachoeira Dourada, Enel CIEN, Enel Brasil, y Fortaleza; en Colombia por nuestra filial Emgesa, y en Perú por nuestras filiales Enel Generación Perú y Enel Generación Piura.

Negocio de Distribución: El segmento de distribución de energía eléctrica está conformado por un grupo de compañías eléctricas que operan bajo un régimen de concesión de distribución de energía, con obligaciones de servicio y tarifas reguladas para la distribución a clientes regulados en cuatro países diferentes.

Los siguientes cuatro segmentos de operación han sido agregados en un conjunto combinado de información para el segmento de Distribución:

Segmento de Distribución a informar:

- Negocio de Distribución en Argentina
- Negocio de Distribución en Brasil
- Negocio de Distribución en Colombia
- Negocio de Distribución en Perú

Nuestro negocio de distribución es conducido en Argentina por nuestra filial Edesur; en Brasil por nuestras filiales Ampla y Coelce; en Colombia por nuestra filial Codensa; y en Perú por nuestra filial Enel Distribución Perú.

Cada uno de los segmentos de operación genera información financiera separada, la cual es agregada en un conjunto combinado de información para el Negocio de Generación y Transmisión, y otro conjunto de información combinada para el Negocio de Distribución a nivel de segmento sobre el que se debe informar. Adicionalmente, para asistir en el proceso de toma de decisiones, el Departamento de Planificación y Control a nivel de la Matriz prepara informes internos que contienen información combinada a nivel de segmento sobre el que debe informarse acerca de los indicadores de desempeño claves ("KPI" por sus siglas en inglés), tales como: EBITDA, Margen Bruto, Capex Total, Opex Total, Utilidad Neta, Energía Total de Generación y Transmisión, entre otros. La presentación de información bajo un enfoque negocio/país ha sido realizada tomando en consideración que los KPI son similares y comparables en todos los países, en cada uno de los siguientes aspectos:

a) la naturaleza de las actividades: Generación y Transmisión por un lado, y Distribución por otro;

b) la naturaleza de los procesos de producción: el Negocio de Generación y Transmisión involucre la generación de electricidad y su transmisión a los centros de despacho, mientras que el Negocio de Distribución no genera electricidad, sino que distribuye electricidad a los usuarios finales;

c) el tipo o categoría de clientes a los que se destina sus productos y servicios: el Negocio de Generación y Transmisión entrega servicios principalmente a clientes no regulados, mientras que el Negocio de Distribución entrega servicios a clientes regulados;

d) los métodos usados para distribuir sus productos o prestar los servicios: los generadores normalmente venden la energía mediante licitaciones de energía, mientras que los distribuidores entregan energía en su área de concesión; y

e) la naturaleza del marco normativo (servicios públicos): el marco regulatorio difiere entre el Negocio de Generación y Transmisión y el Negocio de Distribución

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

La información revelada en las siguientes tablas está basada en la información financiera de las entidades que conforman cada uno de los segmentos. Las políticas contables utilizadas para determinar la información por segmentos son las mismas que aquellas utilizadas en la preparación de los estados financieros consolidados de del Grupo. En este contexto y considerando el proceso de restructuración societaria en curso, descrito en Nota 5.1, los activos y pasivos relacionados con las operaciones en Chile son presentados como mantenidos para distribución a los propietarios, y en el caso de las cuentas de resultados, como operaciones discontinuadas.

32.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Linea de Negocio ACTIVOS		Generación 31/12/2016 M$	 31/12/2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES		**745.759.643**	**3.974.309.548**
	Efectivo y equivalentes al efectivo	394.918.734	158.234.836
	Otros activos financieros corrientes	17.658.485	11.466.253
	Otros activos no financieros, corriente	17.819.024	26.895.066
	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	215.705.335	281.533.993
	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	61.906.976	69.698.172
	Inventarios corrientes	32.313.348	33.665.661
	Activos por impuestos corrientes, corriente	5.437.741	3.751.263
	Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	3.389.064.304
ACTIVOS NO CORRIENTES		**3.539.807.873**	**4.070.922.143**
	Otros activos financieros no corrientes	1.267.061	625.982
	Otros activos no financieros no corrientes	8.337.562	9.847.779
	Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	292.497.865	310.451.501
	Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-
	Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	91.417.560	478.361.882
	Activos intangibles distintos de la plusvalía	36.397.602	33.665.518
	Plusvalía	12.739.519	100.700.655
	Propiedades, planta y equipo	3.052.464.550	3.097.266.606
	Activos por impuestos diferidos	44.686.154	40.002.220
TOTAL ACTIVOS		**4.285.567.516**	**8.045.231.691**

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

Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
1.338.474.717	**2.233.248.507**	**1.113.016.501**	**1.706.003.655**	**3.197.250.861**	**7.913.561.710**
372.652.977	174.458.784	1.032.938.586	852.469.724	**1.800.510.297**	**1.185.163.344**
34.990.586	34.171.369	38.570.534	22.624.824	**91.219.605**	**68.262.446**
76.703.728	72.076.278	1.502.473	3.017.713	**96.025.225**	**101.989.057**
807.300.896	802.286.571	7.212.996	4.311.003	**1.030.219.227**	**1.088.131.567**
7.717.238	27.676.364	(39.083.015)	(93.807.606)	**30.541.199**	**3.566.930**
33.525.093	61.185.174	571.608	207.062	**66.410.049**	**95.057.897**
5.584.199	11.961.862	71.303.319	31.741.463	**82.325.259**	**47.454.588**
-	1.049.432.105	-	885.439.472	**-**	**5.323.935.881**
4.242.778.102	**4.091.696.107**	**301.718.670**	**(627.025.569)**	**8.084.304.645**	**7.535.592.681**
687.804.828	488.884.301	20.549	17.921	**689.092.438**	**489.528.204**
62.178.337	54.741.348	2.059.281	12.973.581	**72.575.180**	**77.562.708**
66.941.597	88.178.936	208.134	65.427	**359.647.596**	**398.695.864**
240.677	355.485	-	-	**240.677**	**355.485**
17.268	491.519.716	(90.249.867)	(938.921.153)	**1.184.961**	**30.960.445**
1.170.364.011	933.484.014	5.085.131	14.249.740	**1.211.846.744**	**981.399.272**
87.951.185	76.703.162	377.818.418	266.795.230	**478.509.122**	**444.199.047**
2.094.171.642	1.905.927.300	3.700.867	372.727	**5.150.337.059**	**5.003.566.633**
73.108.557	51.901.845	3.076.157	17.420.958	**120.870.868**	**109.325.023**
5.581.252.819	**6.324.944.614**	**1.414.735.171**	**1.078.978.086**	**11.281.555.506**	**15.449.154.391**

Línea de Negocio PATRIMONIO NETO Y PASIVOS		Generación 31/12/2016 M$	 31/12/2015 M$
PASIVOS CORRIENTES		**792.682.510**	**2.735.116.868**
	Otros pasivos financieros corrientes	152.992.685	230.270.298
	Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	394.678.678	342.712.347
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	96.548.117	104.568.189
	Otras provisiones corrientes	31.742.643	81.419.354
	Pasivos por impuestos corrientes	113.011.367	91.117.121
	Otros pasivos no financieros corrientes	3.709.020	1.951.295
	Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.883.078.264
PASIVOS NO CORRIENTES		**1.425.473.091**	**1.313.277.539**
	Otros pasivos financieros no corrientes	1.027.909.549	941.834.867
	Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	113.683.403	97.364.873
	Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	13.240.806	10.685.702
	Otras provisiones no corrientes	52.299.461	41.883.233
	Pasivo por impuestos diferidos	176.738.031	181.262.110
	Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.388.017	21.548.342
	Otros pasivos no financieros no corrientes	17.213.824	18.698.412
PATRIMONIO NETO		**2.067.411.915**	**3.996.837.284**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**2.067.411.915**	**3.996.837.284**
	Capital emitido	686.296.536	1.476.722.861
	Ganancias (pérdidas) acumuladas	582.568.239	2.358.601.470
	Primas de emisión	25.237.324	206.058.198
	Acciones propias en cartera	-	-
	Otras participaciones en el patrimonio	-	-
	Otras reservas	773.309.816	(44.545.245)
Participaciones no controladoras		**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos		**4.285.567.516**	**8.045.231.691**

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

Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
1.757.079.613	**1.838.355.464**	**9.028.231**	**(68.091.532)**	**2.558.790.354**	**4.505.380.800**
341.802.767	206.125.030	9.888.911	251.478.180	**504.684.363**	**687.873.508**
1.176.412.922	1.037.064.551	84.249.275	73.047.309	**1.655.340.875**	**1.452.824.207**
113.295.239	72.131.804	(98.139.317)	(66.802.485)	**111.704.039**	**109.897.508**
76.292.279	45.879.822	11.978.523	-	**120.013.445**	**127.299.176**
21.780.288	24.166.415	84.678	27.324.424	**134.876.333**	**142.607.960**
27.496.118	35.966.491	966.161	1.308.553	**32.171.299**	**39.226.339**
-	417.021.351	-	(354.447.513)	**-**	**1.945.652.102**
1.821.542.055	**1.559.780.584**	**200.501.433**	**(119.092.912)**	**3.447.516.579**	**2.753.965.211**
961.192.689	883.297.767	407.651.656	22.163.958	**2.396.753.894**	**1.847.296.592**
222.357.299	178.027.558	6.734.179	8.151.823	**342.774.881**	**283.544.254**
210.599.867	157.179.286	(223.840.673)	(167.864.988)	**-**	**-**
180.771.384	141.808.620	208.641	156.431	**233.279.486**	**183.848.284**
36.075.916	34.940.876	7.815.710	15.701.629	**220.629.657**	**231.904.615**
202.205.387	163.123.897	1.931.920	2.598.235	**228.525.324**	**187.270.474**
8.339.513	1.402.580	-	-	**25.553.337**	**20.100.992**
2.002.631.151	**2.926.808.566**	**1.205.205.507**	**1.266.162.530**	**5.275.248.573**	**8.189.808.380**
2.002.631.151	**2.926.808.566**	**1.205.205.507**	**1.266.162.530**	**4.150.468.890**	**6.026.149.285**
564.587.301	860.651.565	3.370.925.341	3.467.073.560	**4.621.809.178**	**5.804.447.986**
131.313.178	1.414.711.314	1.429.175.741	(392.651.261)	**2.143.057.158**	**3.380.661.523**
42.382.044	3.547.484	(67.619.368)	(209.605.682)	**-**	**-**
-	-	(94.046.713)	-	**(94.046.713)**	**-**
-	-	-	-	**-**	**-**
1.264.348.628	647.898.203	(3.433.229.494)	(1.598.654.087)	**(2.520.350.733)**	**(3.158.960.224)**
-	**-**	**-**	**-**	**1.124.779.683**	**2.163.659.095**
5.581.252.819	**6.324.944.614**	**1.414.735.171**	**1.078.978.086**	**11.281.555.506**	**15.449.154.391**

Linea de Negocio ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Generación 31/12/2016 M$	 31/12/2015 M$
INGRESOS	1.832.553.706	1.730.679.482
Ingresos de actividades ordinarias	**1.749.546.603**	**1.664.190.414**
Ventas de energía	1.588.869.749	1.486.031.970
Otras ventas	27.010.786	21.124.909
Otras prestaciones de servicios	133.666.068	157.033.535
Otros ingresos	83.007.103	66.489.068
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(769.078.400)**	**(677.940.967)**
Compras de energía	(308.347.858)	(235.046.359)
Consumo de combustible	(244.886.033)	(258.113.922)
Gastos de transporte	(138.952.698)	(124.612.122)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(76.891.811)	(60.168.564)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.063.475.306**	**1.052.738.515**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	10.913.895	14.387.605
Gastos por beneficios a los empleados	(91.230.952)	(107.442.489)
Otros gastos, por naturaleza	(108.419.018)	(94.645.958)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**874.739.231**	**865.037.673**
Gasto por depreciación y amortización	(140.696.750)	(147.291.267)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(23.105.978)	(4.826.638)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**710.936.503**	**712.919.768**
RESULTADO FINANCIERO	**(100.463.836)**	**99.333.936**
Ingresos financieros	**45.160.453**	**87.953.972**
Efectivo y otros medios equivalentes	38.305.538	86.230.102
Otros ingresos financieros	6.854.915	1.723.870
Costos financieros	**(168.606.379)**	**(106.390.337)**
Préstamos bancarios	(16.388.376)	(18.475.838)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(94.429.975)	(74.589.458)
Otros	(57.788.028)	(13.325.041)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	-
Diferencias de cambio	**22.982.090**	**117.770.301**
Positivas	86.750.004	204.417.779
Negativas	(63.767.914)	(86.647.478)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	**1.209.140**	**2.678.513**
Otras ganancias (pérdidas)	19.167.677	(394.854)
Resultado de Otras Inversiones	-	-
Resultados en Ventas de Activos	19.167.677	(394.854)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**630.849.484**	**814.537.363**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	(249.299.022)	(294.987.941)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**381.550.462**	**519.549.422**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**381.550.462**	**519.549.422**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**381.550.462**	**519.549.422**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**

Linea de Negocio ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Generación 31/12/2016 M$	 31/12/2015 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	881.297.021	1.098.739.134
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(133.221.872)	(545.677.324)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(539.803.190)	(797.630.653)

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

Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
3.857.347.068	3.890.722.930	(492.614.804)	(319.962.834)	**5.197.285.970**	**5.301.439.578**
3.510.753.247	**3.321.156.669**	**(492.174.159)**	**(317.701.773)**	**4.768.125.691**	**4.667.645.310**
3.184.042.732	3.022.021.032	(449.004.123)	(283.671.303)	**4.323.908.358**	**4.224.381.699**
2.217.428	19.523.142	6.144.846	-	**35.373.060**	**40.648.051**
324.493.087	279.612.495	(49.314.882)	(34.030.470)	**408.844.273**	**402.615.560**
346.593.821	569.566.261	(440.645)	(2.261.061)	**429.160.279**	**633.794.268**
(2.373.433.611)	**(2.423.363.923)**	**497.413.206**	**324.103.378**	**(2.645.098.805)**	**(2.777.201.512)**
(1.820.089.885)	(1.951.642.845)	476.830.926	300.772.778	**(1.651.606.817)**	**(1.885.916.426)**
-	-	-	-	**(244.886.033)**	**(258.113.922)**
(154.388.360)	(147.073.303)	26.856.594	25.872.051	**(266.484.464)**	**(245.813.374)**
(398.955.366)	(324.647.775)	(6.274.314)	(2.541.451)	**(482.121.491)**	**(387.357.790)**
1.483.913.457	**1.467.359.007**	**4.798.402**	**4.140.544**	**2.552.187.165**	**2.524.238.066**
56.260.014	52.567.319	72.476	146.345	**67.246.385**	**67.101.269**
(311.327.429)	(365.312.291)	(20.805.717)	(14.943.367)	**(423.364.098)**	**(487.698.147)**
(383.384.811)	(371.666.189)	(60.896.901)	(22.216.602)	**(552.700.730)**	**(488.528.749)**
845.461.231	**782.947.846**	**(76.831.740)**	**(32.873.080)**	**1.643.368.722**	**1.615.112.439**
(179.563.109)	(173.636.385)	260.818	385.455	**(319.999.041)**	**(320.542.197)**
(78.660.049)	(34.909.411)	(4.448.629)	(75.707)	**(106.214.656)**	**(39.811.756)**
587.238.073	**574.402.050**	**(81.019.551)**	**(32.563.332)**	**1.217.155.025**	**1.254.758.486**
(261.843.538)	**(96.763.807)**	**65.596.316**	**25.716.810**	**(296.711.058)**	**28.286.939**
105.611.180	**177.195.764**	**36.165.881**	**29.620.536**	**186.937.514**	**294.770.272**
27.369.142	8.572.458	35.970.265	29.511.894	**101.644.945**	**124.314.454**
78.242.038	168.623.306	195.616	108.642	**85.292.569**	**170.455.818**
(370.919.769)	**(274.977.613)**	**16.725.155**	**(4.087.390)**	**(522.800.993)**	**(385.455.340)**
(39.279.930)	(20.444.082)	(1.640.671)	(1.113)	**(57.308.977)**	**(38.921.033)**
(67.467.407)	(90.623.554)	(30.709.641)	(14.045.547)	**(192.607.023)**	**(179.258.559)**
(264.172.432)	(163.909.977)	49.075.467	9.959.270	**(272.884.993)**	**(167.275.748)**
-	-	(698.141)	(9.266.040)	**(698.141)**	**(9.266.040)**
3.465.051	**1.018.042**	**13.403.421**	**9.449.704**	**39.850.562**	**128.238.047**
28.050.640	8.061.894	59.667.933	62.529.598	**174.468.577**	**275.009.271**
(24.585.589)	(7.043.852)	(46.264.512)	(53.079.894)	**(134.618.015)**	**(146.771.224)**
975.936	**787.056**	**(354.929)**	**(132.598)**	**1.830.147**	**3.332.971**
(10.964.459)	(6.171.371)	6.265	-	**8.209.483**	**(6.566.225)**
(9.266.479)	-	265	-	**(9.266.214)**	**-**
(1.697.980)	(6.171.371)	6.000	-	**17.475.697**	**(6.566.225)**
315.406.012	**472.253.928**	**(15.771.899)**	**(6.979.120)**	**930.483.597**	**1.279.812.171**
(128.995.175)	(124.120.856)	18.925.675	(104.554.415)	**(359.368.522)**	**(523.663.212)**
186.410.837	**348.133.072**	**3.153.776**	**(111.533.535)**	**571.115.075**	**756.148.959**
-	-	115.130.387	388.320.526	**115.130.387**	**388.320.526**
186.410.837	**348.133.072**	**118.284.163**	**276.786.991**	**686.245.462**	**1.144.469.485**
186.410.837	**348.133.072**	**118.284.163**	**276.786.991**	**686.245.462**	**1.144.469.485**
-	**-**	**-**	**-**	**383.059.534**	**661.586.917**
-	**-**	**-**	**-**	**303.185.928**	**482.882.568**

Distribución		Holdings, Eliminaciones y otros		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
928.174.791	945.599.327	(97.232.340)	(120.887.859)	1.712.239.472	1.923.450.602
(541.383.688)	(787.409.305)	177.634.044	117.787.581	(496.971.516)	(1.215.299.048)
(200.626.496)	(225.244.202)	778.293	(37.339.524)	(739.651.393)	(1.060.214.379)

32.3 Países

ACTIVOS	Chile (Holdings y Otros) 31/12/2016 M$	Chile (Holdings y Otros) 31/12/2015 M$	Argentina 31/12/2016 M$	Argentina 31/12/2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES	**1.133.059.486**	**7.206.153.017**	**383.395.558**	**335.086.963**
Efectivo y equivalentes al efectivo	976.219.832	842.075.831	145.279.563	46.181.049
Otros activos financieros corrientes	21.865.047	16.360.472	1.005.572	694.177
Otros activos no financieros, corriente	156.147	41.022	4.815.123	2.763.894
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	1.548.281	729.821	215.433.621	216.550.824
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	74.330.831	72.105.375	3.181.663	24.224.813
Inventarios corrientes	-	-	10.897.843	40.147.347
Activos por impuestos corrientes, corriente	58.939.348	28.523.295	2.782.173	4.524.859
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	6.246.317.201	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**4.083.711.290**	**4.419.757.344**	**934.323.659**	**989.117.985**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	336.183	21.751
Otros activos no financieros no corrientes	1.608.523	9.809.121	2.085.239	3.927.495
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	159.825	-	277.661.656	307.327.055
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	34.660.419	-	240.677	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	4.044.244.975	4.392.452.234	26.179.549	33.278.110
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	5.174.866	1.901.334
Plusvalía	-	-	822.088	1.070.609
Propiedades, planta y equipo	-	-	621.823.401	640.616.088
Activos por impuestos diferidos	3.037.548	17.495.989	-	620.058
TOTAL ACTIVOS	**5.216.770.776**	**11.625.910.361**	**1.317.719.217**	**1.324.204.948**

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

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
924.414.972	**790.909.682**	**466.871.907**	**372.444.839**	**360.638.046**	**246.261.307**	**(71.129.108)**	**(1.037.294.098)**	**3.197.250.861**	**7.913.561.710**
199.882.961	91.204.686	275.859.549	156.927.518	203.268.392	48.774.260	-	-	**1.800.510.297**	**1.185.163.344**
65.402.649	48.170.095	2.942.186	3.037.702	4.151	-	-	-	**91.219.605**	**68.262.446**
75.671.465	80.268.243	4.851.565	9.724.564	10.530.925	9.191.334	-	-	**96.025.225**	**101.989.057**
539.265.384	536.725.492	155.019.920	179.304.792	118.865.628	154.034.146	86.393	786.492	**1.030.219.227**	**1.088.131.567**
22.322.154	19.580.577	356.628	2.063.025	1.565.424	1.292.410	(71.215.501)	(115.699.270)	**30.541.199**	**3.566.930**
1.693.458	900.446	27.842.059	21.381.902	25.976.689	32.628.202	-	-	**66.410.049**	**95.057.897**
20.176.901	14.060.143	-	5.336	426.837	340.955	-	-	**82.325.259**	**47.454.588**
-	-	-	-	-	-	-	(922.381.320)	**-**	**5.323.935.881**
2.480.737.723	**2.026.630.282**	**2.820.444.766**	**2.655.603.106**	**1.592.297.489**	**1.626.705.797**	**(3.827.210.282)**	**(4.182.221.833)**	**8.084.304.645**	**7.535.592.681**
687.479.197	488.876.852	1.277.058	616.296	-	13.305	-	-	**689.092.438**	**489.528.204**
64.736.129	60.707.204	4.145.289	3.380.076	-	-	-	(261.188)	**72.575.180**	**77.562.708**
59.280.698	81.551.731	22.545.417	9.817.078	-	-	-	-	**359.647.596**	**398.695.864**
13.259.121	34.884.531	-	-	-	-	(47.919.540)	(34.884.531)	**240.677**	**355.485**
-	-	5.645	29.497.710	87.863.952	78.272.852	(4.157.109.160)	(4.502.540.461)	**1.184.961**	**30.960.445**
1.133.804.899	910.420.453	48.839.016	36.607.957	24.027.963	32.469.528	-	-	**1.211.846.744**	**981.399.272**
87.951.185	76.703.162	4.263.044	4.285.457	7.654.387	6.675.472	377.818.418	355.464.347	**478.509.122**	**444.199.047**
341.130.124	307.829.742	2.714.632.347	2.545.846.163	1.472.751.187	1.509.274.640	-	-	**5.150.337.059**	**5.003.566.633**
93.096.370	65.656.607	24.736.950	25.552.369	-	-	-	-	**120.870.868**	**109.325.023**
3.405.152.695	**2.817.539.964**	**3.287.316.673**	**3.028.047.945**	**1.952.935.535**	**1.872.967.104**	**(3.898.339.390)**	**(5.219.515.931)**	**11.281.555.506**	**15.449.154.391**

PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Chile (Holdings y Otros)		Argentina	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
PASIVOS CORRIENTES	**585.878.623**	**2.214.708.056**	**660.811.979**	**650.930.971**
Otros pasivos financieros corrientes	9.888.909	251.988.261	3.224.402	30.883.517
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	41.192.361	30.630.264	543.831.664	524.765.510
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	522.734.153	37.738.690	4.482.529	23.671.742
Otras provisiones corrientes	11.978.524	3.595	66.569.258	30.169.043
Pasivos por impuestos corrientes	84.676	27.324.425	42.704.126	41.441.159
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.867.022.821	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**409.583.719**	**25.261.654**	**386.453.073**	**393.937.987**
Otros pasivos financieros no corrientes	407.651.655	22.163.958	32.097.548	38.637.260
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	144	-	291.303.551	249.256.884
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	35.630.861
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.913.432	10.544.604
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	37.124.077	46.358.947
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	1.931.920	3.097.696	13.469.373	13.509.431
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	545.092	-
PATRIMONIO NETO	**4.221.308.434**	**9.385.940.651**	**270.454.165**	**279.335.990**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**4.221.308.434**	**9.385.940.651**	**270.454.165**	**279.335.990**
Capital emitido	4.887.115.404	8.275.947.660	158.141.600	157.658.399
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.675.148.316	3.903.767.587	197.754.436	24.530.244
Primas de emisión	-	206.574.859	-	-
Acciones propias en cartera	(94.046.713)	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-
Otras reservas	(2.246.908.573)	(3.000.349.455)	(85.441.871)	97.147.347
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.216.770.776**	**11.625.910.361**	**1.317.719.217**	**1.324.204.948**

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

Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
829.389.573	**649.275.989**	**648.166.283**	**589.400.597**	**345.878.331**	**313.823.925**	**(511.334.435)**	**87.241.262**	**2.558.790.354**	**4.505.380.800**
207.470.193	136.422.798	204.327.709	170.601.821	79.773.150	97.977.111	-	-	**504.684.363**	**687.873.508**
516.464.380	438.614.827	324.881.007	258.880.100	199.962.821	149.516.849	29.008.642	50.416.657	**1.655.340.875**	**1.452.824.207**
67.927.812	50.826.174	40.756.687	30.878.126	16.145.935	8.587.452	(540.343.077)	(41.804.676)	**111.704.039**	**109.897.508**
1.206.376	2.144.014	24.730.876	77.759.932	15.528.411	17.222.592	-	-	**120.013.445**	**127.299.176**
32.477.743	19.959.622	53.205.885	49.992.270	6.403.903	3.890.484	-	-	**134.876.333**	**142.607.960**
3.843.069	1.308.554	264.119	1.288.348	28.064.111	36.629.437	-	-	**32.171.299**	**39.226.339**
-	-	-	-	-	-	-	78.629.281	**-**	**1.945.652.102**
821.843.411	**725.609.705**	**1.291.008.588**	**1.113.128.603**	**571.618.249**	**555.256.672**	**(32.990.461)**	**(59.229.410)**	**3.447.516.579**	**2.753.965.211**
447.029.924	424.551.031	1.145.664.586	1.012.352.174	364.310.181	349.592.169	-	-	**2.396.753.894**	**1.847.296.592**
44.576.094	25.765.233	-	-	6.755.833	8.522.137	139.259	-	**342.774.881**	**283.544.254**
33.129.720	23.598.549	-	-	-	-	(33.129.720)	(59.229.410)	**-**	**-**
167.144.707	132.216.036	49.693.751	36.538.802	4.527.596	4.548.842	-	-	**233.279.486**	**183.848.284**
8.709.988	15.701.628	-	-	174.795.592	169.844.040	-	-	**220.629.657**	**231.904.615**
121.252.978	103.777.228	89.148.229	64.237.627	2.722.824	2.648.492	-	-	**228.525.324**	**187.270.474**
-	-	6.502.022	-	18.506.223	20.100.992	-	-	**25.553.337**	**20.100.992**
1.753.919.711	**1.442.654.270**	**1.348.141.802**	**1.325.518.745**	**1.035.438.955**	**1.003.886.507**	**(3.354.014.494)**	**(5.247.527.783)**	**5.275.248.573**	**8.189.808.380**
1.753.919.711	**1.442.654.270**	**1.348.141.802**	**1.325.518.745**	**1.035.438.955**	**1.003.886.507**	**(3.354.014.494)**	**(5.247.527.783)**	**4.150.468.890**	**6.026.149.285**
287.284.757	216.661.867	148.731.647	149.451.431	510.245.405	484.427.384	(1.369.709.635)	(3.479.698.755)	**4.621.809.178**	**5.804.447.986**
167.496.700	144.278.288	236.308.527	322.708.452	36.035.147	66.656.282	(169.685.968)	(1.081.279.330)	**2.143.057.158**	**3.380.661.523**
614.091.688	535.555.881	67.571.929	2.981.182	47.439	49.641	(681.711.056)	(745.161.563)	**-**	**-**
-	-	-	-	-	-	-	-	**(94.046.713)**	**-**
-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
685.046.566	546.158.234	895.529.699	850.377.680	489.110.964	452.753.200	(1.132.907.835)	58.611.865	**(2.520.350.733)**	**(3.158.960.224)**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**1.124.779.683**	**2.163.659.095**
3.405.152.695	**2.817.539.964**	**3.287.316.673**	**3.028.047.945**	**1.952.935.535**	**1.872.967.104**	**(3.898.339.390)**	**(5.219.515.931)**	**11.281.555.506**	**15.449.154.391**

ESTADO DE RESULTADOS	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
INGRESOS	**7.595.186**	**4.346.811**	**870.307.176**	**817.366.617**	**1.879.878.846**	**2.013.355.544**
Ingresos de actividades ordinarias	**6.442.501**	**4.342.565**	**782.263.132**	**435.789.546**	**1.555.179.472**	**1.782.667.222**
Ventas de energía	-	-	740.635.365	379.092.257	1.404.320.028	1.626.946.066
Otras ventas	6.144.846	-	139.001	460.133	1.424.402	16.073.260
Otras prestaciones de servicios	297.655	4.342.565	41.488.766	56.237.156	149.435.042	139.647.896
Otros ingresos	1.152.685	4.246	88.044.044	381.577.071	324.699.374	230.688.322
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(2.833.924)**	**-**	**(362.890.339)**	**(207.711.417)**	**(1.130.554.814)**	**(1.385.921.253)**
Compras de energía	-	-	(268.100.580)	(157.071.520)	(699.699.499)	(992.325.912)
Consumo de combustible	-	-	(49.122.888)	(39.487.378)	(49.847.399)	(61.626.347)
Gastos de transporte	-	-	(3.305.873)	(1.603.737)	(76.356.468)	(74.851.323)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(2.833.924)	-	(42.360.998)	(9.548.782)	(304.651.448)	(257.117.671)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**4.761.262**	**4.346.811**	**507.416.837**	**609.655.200**	**749.324.032**	**627.434.291**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	36.385.952	38.651.134	17.315.365	10.165.042
Gastos por beneficios a los empleados	(10.096.380)	(6.198.154)	(223.384.619)	(282.962.098)	(95.846.256)	(99.652.482)
Otros gastos, por naturaleza	(34.171.019)	(8.580.775)	(112.322.613)	(160.072.998)	(235.273.667)	(176.649.576)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**(39.506.137)**	**(10.432.118)**	**208.095.557**	205.271.238	**435.519.474**	361.297.275
Gasto por depreciación y amortización	(144.304)	-	(41.882.784)	(48.164.380)	(100.485.832)	(93.577.654)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(1.068.657)	-	(9.255.836)	(2.289.187)	(70.475.908)	(31.029.774)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**(40.719.098)**	**(10.432.118)**	**156.956.937**	**154.817.671**	**264.557.734**	**236.689.847**
RESULTADO FINANCIERO	**19.437.204**	**(1.613.675)**	**(103.841.461)**	**130.614.694**	**(55.750.402)**	**708.538**
Ingresos financieros	**33.834.485**	**23.085.427**	**42.151.978**	**141.071.582**	**94.951.239**	**118.746.948**
Efectivo y otros medios equivalentes	30.065.485	23.058.503	34.854.462	76.904.478	20.981.818	15.980.631
Otros ingresos financieros	3.769.000	26.924	7.297.516	64.167.104	73.969.421	102.766.317
Costos financieros	**(25.337.374)**	**(23.676.545)**	**(168.218.270)**	**(111.418.295)**	**(156.997.166)**	**(142.493.697)**
Préstamos bancarios	(522)	(974)	(1.484.758)	(6.430.781)	(33.369.245)	(17.755.433)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(15.935.517)	(14.045.548)	-	(39.355.313)	(49.470.132)	(43.100.513)
Otros	(9.401.335)	(9.630.023)	(166.733.512)	(104.987.514)	(84.272.608)	(75.268.132)
Resultados por Unidades de Reajuste	(698.141)	(9.266.040)	-	-	-	-
Diferencias de cambio	**11.638.234**	**8.243.483**	**22.224.831**	**100.961.407**	**6.295.525**	**24.455.287**
Positivas	53.920.867	61.064.473	55.206.016	193.605.073	47.341.313	51.717.523
Negativas	(42.282.633)	(52.820.990)	(32.981.185)	(92.643.666)	(41.045.788)	(27.262.236)
						-
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(354.929)	(132.598)	1.209.232	2.712.948	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	6.265	-	(28.952)	(315.656)	(832.957)	(6.758.695)
Resultado de Otras Inversiones	265		38.164	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	6.000	-	(67.116)	(315.656)	(832.957)	(6.758.695)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**(21.630.558)**	**(12.178.391)**	**54.295.756**	**287.829.657**	**207.974.375**	**230.639.690**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	12.057.716	(93.756.951)	(30.207.431)	(79.403.591)	(47.039.172)	(73.751.149)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	(9.572.842)	(105.935.342)	24.088.325	208.426.066	160.935.203	156.888.541
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	115.130.387	388.320.526		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**105.557.545**	**282.385.184**	**24.088.325**	**208.426.066**	**160.935.203**	**156.888.541**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	105.557.545	282.385.184	24.088.325	208.426.066	160.935.203	156.888.541
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Chile (Holdings y Otros)		Argentina		Brasil	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	77.994.403	549.960.852	222.201.301	349.787.261	517.733.180	266.234.483
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	329.557.704	40.279.970	(106.309.205)	(287.437.006)	(273.280.471)	(266.497.586)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(425.128.976)	(603.778.788)	8.514.418	(28.362.528)	(157.916.680)	(78.409.908)

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	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
1.533.414.307	**1.568.088.010**	**906.090.455**	**902.656.878**	**-**	**(4.374.282)**	**5.197.285.970**	**5.301.439.578**
1.521.752.727	**1.551.589.289**	**902.487.859**	**897.613.346**	**-**	**(4.356.658)**	**4.768.125.691**	**4.667.645.310**
1.382.288.167	1.415.825.122	796.664.798	802.518.254	-	-	**4.323.908.358**	**4.224.381.699**
10.033.998	7.508.473	17.630.813	16.606.185	-	-	**35.373.060**	**40.648.051**
129.430.562	128.255.694	88.192.248	78.488.907	-	(4.356.658)	**408.844.273**	**402.615.560**
11.661.580	16.498.721	3.602.596	5.043.532	-	(17.624)	**429.160.279**	**633.794.268**
(656.249.653)	**(727.204.325)**	**(492.570.075)**	**(456.364.517)**	**-**	**-**	**(2.645.098.805)**	**(2.777.201.512)**
(386.095.894)	(467.945.400)	(299.679.947)	(271.677.147)	1.969.103	3.103.553	**(1.651.606.817)**	**(1.885.916.426)**
(47.273.727)	(62.987.536)	(98.642.019)	(94.012.661)	-	-	**(244.886.033)**	**(258.113.922)**
(136.015.042)	(122.810.084)	(48.837.978)	(43.444.677)	(1.969.103)	(3.103.553)	**(266.484.464)**	**(245.813.374)**
(86.864.990)	(73.461.305)	(45.410.131)	(47.230.032)	-	-	**(482.121.491)**	**(387.357.790)**
877.164.654	**840.883.685**	**413.520.380**	**446.292.361**	**-**	**(4.374.282)**	**2.552.187.165**	**2.524.238.066**
8.856.176	9.792.909	4.688.892	4.859.848	-	3.632.336	**67.246.385**	**67.101.269**
(51.595.737)	(57.583.893)	(42.441.106)	(41.301.520)	-	-	**(423.364.098)**	**(487.698.147)**
(90.859.032)	(85.846.339)	(80.074.399)	(58.121.007)	-	741.946	**(552.700.730)**	**(488.528.749)**
743.566.061	707.246.362	**295.693.767**	351.729.682	**-**	-	**1.643.368.722**	**1.615.112.439**
(101.069.493)	(98.604.705)	(76.416.628)	(80.195.458)	-	-	**(319.999.041)**	**(320.542.197)**
(24.025.279)	(189.779)	(1.388.976)	(6.303.016)	-	-	**(106.214.656)**	**(39.811.756)**
618.471.289	**608.451.878**	**217.888.163**	**265.231.208**	**-**	**-**	**1.217.155.025**	**1.254.758.486**
(133.313.204)	**(67.348.700)**	**(23.243.195)**	**(34.073.918)**	**-**	**-**	**(296.711.058)**	**28.286.939**
16.189.617	**10.037.527**	**4.607.815**	**4.305.859**	**(4.797.620)**	**(2.477.071)**	**186.937.514**	**294.770.272**
13.534.226	6.394.711	2.208.954	1.976.131			**101.644.945**	**124.314.454**
2.655.391	3.642.816	2.398.861	2.329.728	(4.797.620)	(2.477.071)	**85.292.569**	**170.455.818**
(149.795.850)	**(78.846.539)**	**(27.105.556)**	**(31.497.335)**	**4.653.223**	**2.477.071**	**(522.800.993)**	**(385.455.340)**
(16.719.506)	(8.596.624)	(5.734.946)	(6.137.221)			**(57.308.977)**	**(38.921.033)**
(119.681.990)	(98.156.546)	(17.634.203)	(17.586.333)			**(192.607.023)**	**(179.258.559)**
(13.394.354)	27.906.631	(3.736.407)	(7.773.781)	4.653.223	2.477.071	**(272.884.993)**	**(167.275.748)**
-	-	-	-	-	-	**(698.141)**	**(9.266.040)**
293.029	**1.460.312**	**(745.454)**	**(6.882.442)**	**144.397**	**-**	**39.850.562**	**128.238.047**
4.205.567	3.433.799	25.166.630	3.435.721	(11.371.816)	(38.247.318)	**174.468.577**	**275.009.271**
(3.912.538)	(1.973.487)	(25.912.084)	(10.318.163)	11.516.213	38.247.318	**(134.618.015)**	**(146.771.224)**
975.844	752.621	-	-	-	-	**1.830.147**	**3.332.971**
(10.144.165)	(238.818)	19.209.292	746.944	-	-	**8.209.483**	**(6.566.225)**
(9.304.643)	-	-	-	-	-	**(9.266.214)**	**-**
(839.522)	(238.818)	19.209.292	746.944	-	-	**17.475.697**	**(6.566.225)**
475.989.764	**541.616.981**	**213.854.260**	**231.904.234**	**-**	**-**	**930.483.597**	**1.279.812.171**
(197.957.750)	(205.841.587)	(96.221.885)	(70.909.934)	-	-	**(359.368.522)**	**(523.663.212)**
278.032.014	335.775.394	117.632.375	160.994.300	-	-	**571.115.075**	**756.148.959**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**115.130.387**	**388.320.526**
278.032.014	**335.775.394**	**117.632.375**	**160.994.300**	**-**	**-**	**686.245.462**	**1.144.469.485**
278.032.014	335.775.394	117.632.375	160.994.300	-	-	**686.245.462**	**1.144.469.485**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**383.059.534**	**661.586.917**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**303.185.928**	**482.882.568**

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
591.064.643	489.849.453	301.831.279	276.916.200	1.414.666	(9.297.647)	**1.712.239.472**	**1.923.450.602**
(215.270.622)	(271.946.454)	(52.759.202)	(156.966.672)	(178.909.720)	(272.731.300)	**(496.971.516)**	**(1.215.299.048)**
(251.684.610)	(425.470.875)	(90.881.039)	(206.144.926)	177.445.494	281.952.646	**(739.651.393)**	**(1.060.214.379)**

32.4 Generación y Transmisión, y Distribución por países

a) Generación y Transmisión

	Chile		Argentina	
Línea de Negocio **ACTIVOS**	**31/12/2016** **M$**	**31/12/2015** **M$**	**31/12/2016** **M$**	**31/12/2015** **M$**
ACTIVOS CORRIENTES	**-**	**5.216.028.617**	**131.013.959**	**143.791.564**
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	13.726.062	41.760.752	21.513.878
Otros activos financieros corrientes	-	2.649.187	-	-
Otros activos no financieros, corriente	-	47	1.443.895	1.458.900
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	15.361	79.484.119	91.879.708
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	28.482.912	3.283.009	24.188.529
Inventarios corrientes	-	-	2.260.011	2.707.246
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	-	2.782.173	2.043.303
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	5.171.155.048	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**-**	**34.135**	**464.827.055**	**514.526.563**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	(412)	-
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	1.834.261	3.600.646
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	276.413.879	301.118.584
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	-	2.668.324	2.083.893
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	-	44.948
Plusvalía	-	-	822.088	1.070.608
Propiedades, planta y equipo	-	-	183.088.915	205.987.826
Activos por impuestos diferidos	-	34.135	-	620.058
TOTAL ACTIVOS	**-**	**5.216.062.752**	**595.841.014**	**658.318.127**

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

Generación y Transmisión									
Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
177.167.193	**109.584.185**	**193.951.548**	**172.957.080**	**263.515.857**	**172.786.358**	**(19.888.914)**	**(1.840.838.256)**	**745.759.643**	**3.974.309.548**
57.006.162	22.236.032	138.039.685	66.939.946	158.112.135	33.818.918	-	-	**394.918.734**	**158.234.836**
14.763.882	5.824.350	2.890.452	2.992.716	4.151	-	-	-	**17.658.485**	**11.466.253**
6.990.632	11.386.388	2.141.918	7.812.064	7.242.579	6.237.667	-	-	**17.819.024**	**26.895.066**
51.686.998	27.816.899	41.022.853	80.179.914	43.538.850	81.432.845	(27.485)	209.266	**215.705.335**	**281.533.993**
43.774.996	40.682.826	72.052	7.299.356	34.638.348	28.001.327	(19.861.429)	(58.956.778)	**61.906.976**	**69.698.172**
322.652	19.388	9.784.588	7.727.748	19.946.097	23.211.279	-	-	**32.313.348**	**33.665.661**
2.621.871	1.618.302	-	5.336	33.697	84.322	-	-	**5.437.741**	**3.751.263**
-	-	-	-	-	-	-	(1.782.090.744)	**-**	**3.389.064.304**
398.856.323	**377.376.503**	**1.820.385.877**	**1.807.828.818**	**855.738.618**	**903.328.613**	**-**	**467.827.511**	**3.539.807.873**	**4.070.922.143**
1	1	1.267.472	612.676	-	13.305	-	-	**1.267.061**	**625.982**
5.080.410	5.159.456	1.422.891	1.087.677	-	-	-	-	**8.337.562**	**9.847.779**
9.126.684	7.390.854	6.957.302	1.942.063	-	-	-	-	**292.497.865**	**310.451.501**
-	24.422.654	-	-	-	-	-	(24.422.654)	**-**	**-**
37.300.460	32.530.127	-	-	51.448.776	40.166.814	-	403.581.048	**91.417.560**	**478.361.882**
3.219.490	2.367.312	22.381.473	20.180.823	10.796.639	11.072.435	-	-	**36.397.602**	**33.665.518**
-	-	4.263.044	4.285.458	7.654.387	6.675.472	-	88.669.117	**12.739.519**	**100.700.655**
321.053.944	284.339.062	1.762.482.875	1.761.539.131	785.838.816	845.400.587	-	-	**3.052.464.550**	**3.097.266.606**
23.075.334	21.167.037	21.610.820	18.180.990	-	-	-	-	**44.686.154**	**40.002.220**
576.023.516	**486.960.688**	**2.014.337.425**	**1.980.785.898**	**1.119.254.475**	**1.076.114.971**	**(19.888.914)**	**(1.373.010.745)**	**4.285.567.516**	**8.045.231.691**

Línea de Negocio PATRIMONIO NETO Y PASISVOS	Chile 31/12/2016 M$	Chile 31/12/2015 M$	Argentina 31/12/2016 M$	Argentina 31/12/2015 M$
PASIVOS CORRIENTES	**-**	**1.828.533.074**	**164.455.606**	**219.381.678**
Otros pasivos financieros corrientes	-	417.400	3.224.402	30.356.957
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	158.892	107.993.996	121.997.587
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	2.336	3.849.497	22.841.700
Otras provisiones corrientes	-	-	7.404.534	2.744.275
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	41.983.177	41.441.159
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	1.827.954.446	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**-**	**199.807**	**186.170.232**	**218.971.414**
	-	-	32.097.548	38.637.260
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	113.228.702	94.453.409
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	35.630.861
Otras provisiones no corrientes	-	-	-	-
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	37.124.077	46.358.947
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	199.807	3.719.905	3.890.937
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	-	-
PATRIMONIO NETO	**-**	**3.387.329.871**	**245.215.176**	**219.965.035**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	-	3.387.329.871	245.215.176	219.965.035
	-	2.041.622.319	100.728.542	82.865.510
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	1.726.639.410	236.579.694	49.183.508
Primas de emisión	-	206.008.557	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-
Otras reservas	-	(586.940.415)	(92.093.060)	87.916.017
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**-**	**5.216.062.752**	**595.841.014**	**658.318.127**

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

Generación y Transmisión									
Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
164.430.623	**126.744.267**	**283.176.032**	**349.716.663**	**180.620.249**	**149.548.832**	**-**	**61.192.354**	**792.682.510**	**2.735.116.868**
1.821.651	1.718.719	103.261.274	135.606.953	44.685.358	62.170.269	-	-	**152.992.685**	**230.270.298**
74.995.236	47.259.646	103.343.637	89.385.378	108.345.809	67.063.567	-	16.847.277	**394.678.678**	**342.712.347**
52.259.088	57.806.281	25.736.524	22.926.498	14.703.008	11.770.115	-	(10.778.741)	**96.548.117**	**104.568.189**
-	-	18.688.050	72.379.364	5.650.059	6.295.715	-	-	**31.742.643**	**81.419.354**
32.477.740	19.959.621	32.146.547	28.563.318	6.403.903	1.153.023	-	-	**113.011.367**	**91.117.121**
2.876.908	-	-	855.152	832.112	1.096.143	-	-	**3.709.020**	**1.951.295**
-	-	-	-	-	-	-	55.123.818	**-**	**1.883.078.264**
40.813.336	**34.180.263**	**949.335.325**	**831.187.905**	**269.043.112**	**277.281.858**	**(19.888.914)**	**(48.543.708)**	**1.425.473.091**	**1.313.277.539**
2.732.914	3.012.998	885.943.060	781.500.274	107.136.027	118.684.335	-	-	**1.027.909.549**	**941.834.867**
454.701	2.911.464	-	-	-	-	-	-	**113.683.403**	**97.364.873**
33.129.720	23.598.549	-	-	-	-	(19.888.914)	(48.543.708)	**13.240.806**	**10.685.702**
4.496.001	4.657.252	43.583.548	32.991.300	4.219.912	4.234.681	-	-	**52.299.461**	**41.883.233**
-	-	-	-	139.613.954	134.903.163	-	-	**176.738.031**	**181.262.110**
-	-	19.808.717	16.696.331	859.395	761.267	-	-	**24.388.017**	**21.548.342**
-	-	-	-	17.213.824	18.698.412	-	-	**17.213.824**	**18.698.412**
370.779.557	**326.036.158**	**781.826.068**	**799.881.330**	**669.591.114**	**649.284.281**	**-**	**(1.385.659.391)**	**2.067.411.915**	**3.996.837.284**
370.779.557	326.036.158	781.826.068	799.881.330	669.591.114	649.284.281	-	(1.385.659.391)	**2.067.411.915**	**3.996.837.284**
103.404.348	90.172.688	145.731.804	146.498.021	336.431.842	323.227.193	-	(1.207.662.870)	**686.296.536**	**1.476.722.861**
163.776.977	134.179.155	146.488.536	217.958.120	35.723.032	48.944.655	-	181.696.622	**582.568.239**	**2.358.601.470**
-	-	25.189.885	-	47.439	49.641	-	-	**25.237.324**	**206.058.198**
-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
103.598.232	101.684.315	464.415.843	435.425.189	297.388.801	277.062.792	-	(359.693.143)	**773.309.816**	**(44.545.245)**
-		**-**		**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
576.023.516	**486.960.688**	**2.014.337.425**	**1.980.785.898**	**1.119.254.475**	**1.076.114.971**	**(19.888.914)**	**(1.373.010.745)**	**4.285.567.516**	**8.045.231.691**

Línea de Negocio ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Chile		Argentina		Brasil	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
INGRESOS	**-**	**-**	**207.605.200**	**212.136.445**	**387.093.920**	**305.829.811**
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	146.942.061	157.348.898	371.927.879	305.829.811
Ventas de energía	-	-	146.931.948	118.064.590	320.061.268	250.599.834
Otras ventas	-	-	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	-	-	10.113	39.284.308	51.866.611	55.229.977
Otros ingresos	-	-	60.663.139	54.787.547	15.166.041	-
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**-**	**-**	**(59.538.589)**	**(50.332.370)**	**(181.654.011)**	**(131.431.046)**
Compras de energía	-	-	(838.294)	(1.479.711)	(112.379.413)	(57.315.995)
Consumo de combustible	-	-	(49.122.888)	(39.487.378)	(49.847.399)	(61.626.347)
Gastos de transporte	-	-	(2.493.411)	(883.161)	(13.705.014)	(12.466.467)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(7.083.996)	(8.482.120)	(5.722.185)	(22.237)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**-**	**-**	**148.066.611**	**161.804.075**	**205.439.909**	**174.398.765**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	9.220.995	3.949.935	767.752	1.029.091
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(45.844.715)	(56.220.837)	(10.512.638)	(11.749.621)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(19.344.113)	(23.389.085)	(12.463.402)	(10.599.409)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**-**	**-**	**92.098.778**	**86.144.088**	**183.231.621**	**153.078.826**
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(30.579.755)	(34.934.726)	(20.794.777)	(21.509.767)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(34.767)	-	(392.503)	(13.312)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**-**	**-**	**61.484.256**	**51.209.362**	**162.044.341**	**131.555.747**
RESULTADO FINANCIERO	**-**	**-**	**5.281.267**	**133.277.754**	**(513.069)**	**22.320.357**
Ingresos financieros	**-**	**-**	**23.632.633**	**75.454.262**	**10.476.279**	**10.178.944**
Efectivo y otros medios equivalentes	-	-	21.581.841	75.357.320	5.942.136	7.132.537
Otros ingresos financieros	-	-	2.050.792	96.942	4.534.143	3.046.407
Costos financieros	**-**	**-**	**(41.062.872)**	**(40.380.160)**	**(11.650.696)**	**(11.661.217)**
Préstamos bancarios	-	-	(1.435.270)	(5.338.424)	(389.902)	(288.377)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-	-	-	-	-	-
Otros	-	-	(39.627.602)	(35.041.736)	(11.260.794)	(11.372.840)
Diferencias de cambio	-	-	22.711.506	98.203.652	661.348	23.802.630
Positivas	-	-	53.596.741	188.314.172	17.135.063	44.422.294
Negativas	-	-	(30.885.235)	(90.110.520)	(16.473.715)	(20.619.664)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	1.209.140	2.678.513	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	(67.116)	(428.872)	-	-
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	(67.116)	(428.872)	-	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**-**	**-**	**67.907.547**	**186.736.757**	**161.531.272**	**153.876.104**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(23.095.829)	(78.511.077)	(56.307.496)	(53.206.799)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**-**	**-**	**44.811.718**	**108.225.680**	**105.223.776**	**100.669.305**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**-**	**-**	**44.811.718**	**108.225.680**	**105.223.776**	**100.669.305**

	Chile		Argentina		Brasil	
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	147.723.267	451.437.274	43.327.040	106.129.177	155.045.628	118.976.796
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(45.466.005)	(132.211.583)	(23.011.097)	(78.645.571)	(17.599.694)	(4.610.998)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(152.507.855)	(320.808.291)	9.043.172	(20.192.869)	(108.595.502)	(159.800.756)

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

Generación y Transmisión							
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
778.880.285	**778.768.427**	**458.974.301**	**437.887.044**	**-**	**(3.942.245)**	**1.832.553.706**	**1.730.679.482**
772.601.727	769.665.035	458.074.936	435.277.054	-	(3.930.384)	**1.749.546.603**	**1.664.190.414**
762.550.451	762.280.521	359.326.082	355.087.025	-	-	**1.588.869.749**	**1.486.031.970**
9.924.392	7.290.919	17.086.394	13.833.990	-	-	**27.010.786**	**21.124.909**
126.884	93.595	81.662.460	66.356.039	-	(3.930.384)	**133.666.068**	**157.033.535**
6.278.558	9.103.392	899.365	2.609.990	-	(11.861)	**83.007.103**	**66.489.068**
(293.212.188)	**(321.664.855)**	**(234.673.612)**	**(174.512.696)**	**-**	**-**	**(769.078.400)**	**(677.940.967)**
(131.994.695)	(162.261.692)	(65.104.559)	(17.092.514)	1.969.103	3.103.553	**(308.347.858)**	**(235.046.359)**
(47.273.727)	(62.987.536)	(98.642.019)	(94.012.661)	-	-	**(244.886.033)**	**(258.113.922)**
(71.929.576)	(64.562.969)	(48.855.594)	(43.595.972)	(1.969.103)	(3.103.553)	**(138.952.698)**	**(124.612.122)**
(42.014.190)	(31.852.658)	(22.071.440)	(19.811.549)	-	-	**(76.891.811)**	**(60.168.564)**
485.668.097	**457.103.572**	**224.300.689**	**263.374.348**	**-**	**(3.942.245)**	**1.063.475.306**	**1.052.738.515**
772.531	5.344.745	152.617	431.498	-	3.632.336	**10.913.895**	**14.387.605**
(15.961.883)	(20.843.530)	(18.911.716)	(18.628.501)	-	-	**(91.230.952)**	**(107.442.489)**
(33.197.259)	(29.558.639)	(43.414.244)	(31.408.734)	-	309.909	**(108.419.018)**	**(94.645.958)**
437.281.486	**412.046.148**	**162.127.346**	**213.768.611**	**-**	**-**	**874.739.231**	**865.037.673**
(42.522.707)	(39.108.707)	(46.799.511)	(51.738.067)	-	-	**(140.696.750)**	**(147.291.267)**
(22.678.708)	(109.012)	-	(4.704.314)	-	-	**(23.105.978)**	**(4.826.638)**
372.080.071	**372.828.429**	**115.327.835**	**157.326.230**	**-**	**-**	**710.936.503**	**712.919.768**
(98.230.553)	**(39.872.136)**	**(7.001.481)**	**(16.392.039)**	**-**	**-**	**(100.463.836)**	**99.333.936**
10.327.720	**3.321.340**	**2.047.160**	**970.851**	**(1.323.339)**	**(1.971.425)**	**45.160.453**	**87.953.972**
9.542.080	2.942.242	1.239.481	798.003			**38.305.538**	**86.230.102**
785.640	379.098	807.679	172.848	(1.323.339)	(1.971.425)	**6.854.915**	**1.723.870**
(109.051.496)	**(44.085.917)**	**(8.164.654)**	**(12.234.468)**	**1.323.339**	**1.971.425**	**(168.606.379)**	**(106.390.337)**
(11.134.653)	(8.596.486)	(3.428.551)	(4.252.551)	-	-	**(16.388.376)**	**(18.475.838)**
(91.569.896)	(71.452.386)	(2.860.079)	(3.137.072)	-	-	**(94.429.975)**	**(74.589.458)**
(6.346.947)	35.962.955	(1.876.024)	(4.844.845)	1.323.339	1.971.425	**(57.788.028)**	**(13.325.041)**
493.223	892.441	(883.987)	(5.128.422)	-	-	**22.982.090**	**117.770.301**
2.624.769	1.875.433	22.147.762	2.210.163	(8.754.331)	(32.404.283)	**86.750.004**	**204.417.779**
(2.131.546)	(982.992)	(23.031.749)	(7.338.585)	8.754.331	32.404.283	**(63.767.914)**	**(86.647.478)**
-	-	-	-	-	-	**1.209.140**	**2.678.513**
47.188	(110.332)	19.187.605	144.350	-	-	**19.167.677**	**(394.854)**
-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
47.188	(110.332)	19.187.605	144.350	-	-	**19.167.677**	**(394.854)**
273.896.706	**332.845.961**	**127.513.959**	**141.078.541**	**-**	**-**	**630.849.484**	**814.537.363**
(106.927.731)	(120.949.697)	(62.967.966)	(42.320.368)	-	-	**(249.299.022)**	**(294.987.941)**
166.968.975	**211.896.264**	**64.545.993**	**98.758.173**	**-**	**-**	**381.550.462**	**519.549.422**
-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
166.968.975	**211.896.264**	**64.545.993**	**98.758.173**	**-**	**-**	**381.550.462**	**519.549.422**

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
351.848.797	254.539.609	183.401.849	170.273.397	(49.560)	(2.617.119)	**881.297.021**	**1.098.739.134**
(74.674.288)	(159.371.575)	27.529.212	(56.503.902)	-	(114.333.695)	**(133.221.872)**	**(545.677.324)**
(204.150.609)	(259.847.758)	(83.592.396)	(153.855.492)	-	116.874.513	**(539.803.190)**	**(797.630.653)**

b) Distribución

Línea de Negocio ACTIVOS	Chile 31/12/2016 M$	Chile 31/12/2015 M$	Argentina 31/12/2016 M$	Argentina 31/12/2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES	**-**	**1.068.956.933**	**253.221.877**	**191.441.460**
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	10.694.452	103.517.648	24.665.201
Otros activos financieros corrientes	-	188.143	1.005.572	694.177
Otros activos no financieros, corriente	-	-	3.316.942	1.261.261
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	105	135.949.502	124.663.167
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	-	8.208.642	794.381	239.991
Inventarios corrientes	-	-	8.637.832	37.440.101
Activos por impuestos corrientes, corriente	-	431.522	-	2.477.562
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	1.049.434.069	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	**-**	**462.047.875**	**445.997.002**	**443.412.233**
Otros activos financieros no corrientes	-	-	336.595	21.751
Otros activos no financieros no corrientes	-	-	250.978	326.850
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	1.247.777	6.208.472
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	240.677	355.485
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	-	462.006.979	11.623	15.027
Activos intangibles distintos de la plusvalía	-	-	5.174.866	1.856.386
Plusvalía	-	-	-	-
Propiedades, planta y equipo	-	-	438.734.486	434.628.262
Activos por impuestos diferidos	-	40.896	-	-
TOTAL ACTIVOS	**-**	**1.531.004.808**	**699.218.879**	**634.853.693**

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

Distribución									
Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
679.377.555	**653.342.371**	**275.367.757**	**207.553.675**	**132.512.236**	**116.371.663**	**(2.004.708)**	**(4.417.595)**	**1.338.474.717**	**2.233.248.507**
86.201.338	34.293.476	137.819.864	89.987.572	45.114.127	14.818.083	-	-	**372.652.977**	**174.458.784**
33.933.280	33.244.064	51.734	44.985	-	-	-	-	**34.990.586**	**34.171.369**
67.420.508	65.958.327	2.709.647	1.912.501	3.256.631	2.944.189	-	-	**76.703.728**	**72.076.278**
485.003.579	508.562.286	113.997.067	99.124.879	72.351.507	69.883.209	(759)	52.925	**807.300.896**	**802.286.571**
521.229	1.564.236	2.731.974	2.829.584	5.673.603	19.302.467	(2.003.949)	(4.468.556)	**7.717.238**	**27.676.364**
799.198	673.996	18.057.471	13.654.154	6.030.592	9.416.923	-	-	**33.525.093**	**61.185.174**
5.498.423	9.045.986	-	-	85.776	6.792	-	-	**5.584.199**	**11.961.862**
-	-	-		-	-	-	(1.964)	**-**	**1.049.432.105**
2.096.987.666	**1.662.603.605**	**1.000.058.888**	**847.774.289**	**699.734.546**	**675.858.105**	**-**	**-**	**4.242.778.102**	**4.091.696.107**
687.458.647	488.858.930	9.586	3.620	-	-	-	-	**687.804.828**	**488.884.301**
59.204.962	52.122.099	2.722.397	2.292.399	-	-	-	-	**62.178.337**	**54.741.348**
50.105.705	74.095.449	15.588.115	7.875.015	-	-	-	-	**66.941.597**	**88.178.936**
-	-	-	-	-	-	-	-	**240.677**	**355.485**
-	-	5.645	29.497.710	-	-	-	-	**17.268**	**491.519.716**
1.127.372.940	905.374.088	26.457.543	16.427.134	11.358.662	9.826.406	-	-	**1.170.364.011**	**933.484.014**
87.951.185	76.703.162	-	-	-	-	-	-	**87.951.185**	**76.703.162**
14.911.800	20.960.307	952.149.472	784.307.032	688.375.884	666.031.699	-	-	**2.094.171.642**	**1.905.927.300**
69.982.427	44.489.570	3.126.130	7.371.379	-	-	-	-	**73.108.557**	**51.901.845**
2.776.365.221	**2.315.945.976**	**1.275.426.645**	**1.055.327.964**	**832.246.782**	**792.229.768**	**(2.004.708)**	**(4.417.595)**	**5.581.252.819**	**6.324.944.614**

Línea de Negocio PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Chile 31/12/2016 M$	Chile 31/12/2015 M$	Argentina 31/12/2016 M$	Argentina 31/12/2015 M$
PASIVOS CORRIENTES	**-**	**418.047.564**	**497.137.195**	**431.630.046**
Otros pasivos financieros corrientes	-	92.682	-	526.559
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	-	293.820	435.634.269	402.486.702
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	636.116	1.617.253	1.192.017
Otras provisiones corrientes	-	3.595	59.164.724	27.424.768
Pasivos por impuestos corrientes	-	-	720.949	-
Otros pasivos no financieros corrientes	-	-	-	-
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	417.021.351	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**-**	**299.654**	**200.282.841**	**174.966.573**
Otros pasivos financieros no corrientes	**–**	-	-	-
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	178.074.849	154.803.475
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	-	-	11.913.432	10.544.604
Pasivo por impuestos diferidos	-	-	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	299.654	9.749.468	9.618.494
Otros pasivos no financieros no corrientes	-	-	545.092	-
PATRIMONIO NETO	**-**	**1.112.657.590**	**1.798.843**	**28.257.074**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**1.112.657.590**	**1.798.843**	**28.257.074**
Capital emitido	**–**	367.928.682	36.136.963	47.061.353
Ganancias (pérdidas) acumuladas	-	1.225.045.537	(35.791.771)	(20.697.376)
Primas de emisión	-	566.302	-	-
Acciones propias en cartera	-	-	-	-
Otras participaciones en el patrimonio	-	-	-	-
Otras reservas	-	(480.882.931)	1.453.651	1.893.097
Participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**-**	**1.531.004.808**	**699.218.879**	**634.853.693**

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

Distribución										
Brasil		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
710.291.176	**552.804.640**	**367.437.649**	**247.749.856**	**184.218.301**	**192.540.953**	**(2.004.708)**	**(4.417.595)**	**1.757.079.613**	**1.838.355.464**
205.648.540	134.704.079	101.066.435	34.994.868	35.087.792	35.806.842	-	-	**341.802.767**	**206.125.030**
428.822.863	383.345.351	221.537.370	169.494.726	90.418.420	81.443.952	-	-	**1.176.412.922**	**1.037.064.551**
74.613.395	32.611.195	17.467.561	16.017.544	21.601.738	26.092.527	(2.004.708)	(4.417.595)	**113.295.239**	**72.131.804**
1.206.377	2.144.014	6.042.826	5.380.567	9.878.352	10.926.878	-	-	**76.292.279**	**45.879.822**
1	1	21.059.338	21.428.954	-	2.737.460	-	-	**21.780.288**	**24.166.415**
-	-	264.119	433.197	27.231.999	35.533.294	-	-	**27.496.118**	**35.966.491**
-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**417.021.351**
983.604.330	**832.749.665**	**341.673.263**	**281.940.695**	**295.981.621**	**269.823.997**	**-**	**-**	**1.821.542.055**	**1.559.780.584**
444.297.009	421.538.033	259.721.526	230.851.899	257.174.154	230.907.835	-	**-**	**961.192.689**	**883.297.767**
44.120.133	22.852.766	-	-	162.317	371.317	-	-	**222.357.299**	**178.027.558**
210.599.867	157.179.286	-	-	-	-	-	-	**210.599.867**	**157.179.286**
162.440.065	127.402.352	6.110.203	3.547.501	307.684	314.163	-	-	**180.771.384**	**141.808.620**
894.278	-	-	-	35.181.638	34.940.876	-	-	**36.075.916**	**34.940.876**
121.252.978	103.777.228	69.339.512	47.541.295	1.863.429	1.887.226	-	-	**202.205.387**	**163.123.897**
-	-	6.502.022	-	1.292.399	1.402.580	-	-	**8.339.513**	**1.402.580**
1.082.469.715	**930.391.671**	**566.315.733**	**525.637.413**	**352.046.860**	**329.864.818**	**-**	**-**	**2.002.631.151**	**2.926.808.566**
1.082.469.715	**930.391.671**	**566.315.733**	**525.637.413**	**352.046.860**	**329.864.818**	**-**	**-**	**2.002.631.151**	**2.926.808.566**
380.815.741	312.041.595	2.999.843	2.953.410	144.634.754	130.666.525	-	**-**	**564.587.301**	**860.651.565**
61.595.016	82.104.937	89.819.991	104.750.330	15.689.942	23.507.886	-	-	**131.313.178**	**1.414.711.314**
-	-	42.382.044	2.981.182	-	-	-	-	**42.382.044**	**3.547.484**
-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
-	-	-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
640.058.958	536.245.139	431.113.855	414.952.491	191.722.164	175.690.407	-	-	**1.264.348.628**	**647.898.203**
-	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**	**-**
2.776.365.221	**2.315.945.976**	**1.275.426.645**	**1.055.327.964**	**832.246.782**	**792.229.768**	**(2.004.708)**	**(4.417.595)**	**5.581.252.819**	**6.324.944.614**

Línea de Negocio ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Chile 31/12/2016 M$	Chile 31/12/2015 M$	Argentina 31/12/2016 M$	Argentina 31/12/2015 M$	Brasil 31/12/2016 M$	Brasil 31/12/2015 M$
INGRESOS	**-**	**-**	**664.100.267**	**607.344.916**	**1.684.138.548**	**1.836.864.322**
Ingresos de actividades ordinarias	**-**	**-**	**635.354.040**	**278.475.279**	**1.374.605.215**	**1.606.176.000**
Ventas de energía	-	-	593.736.386	261.053.382	1.280.345.633	1.509.823.358
Otras ventas	-	-	139.001	460.133	1.424.402	16.073.260
Otras prestaciones de servicios	-	-	41.478.653	16.961.764	92.835.180	80.279.382
Otros ingresos	-	-	28.746.227	328.869.637	309.533.333	230.688.322
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**-**	**-**	**(303.352.490)**	**(157.387.237)**	**(1.142.263.697)**	**(1.386.390.872)**
Compras de energía	-	-	(267.275.505)	(155.612.243)	(783.387.248)	(1.068.487.043)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	-	-	(812.463)	(720.575)	(63.608.227)	(63.516.659)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	-	-	(35.264.522)	(1.054.419)	(295.268.222)	(254.387.170)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**-**	**-**	**360.747.777**	**449.957.679**	**541.874.851**	**450.473.450**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	-	-	27.164.958	34.701.198	16.503.934	9.135.951
Gastos por beneficios a los empleados	-	-	(177.539.906)	(226.741.261)	(74.766.059)	(79.431.903)
Otros gastos, por naturaleza	-	-	(94.219.495)	(138.623.389)	(203.261.235)	(150.045.257)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**-**	**-**	**116.153.334**	**119.294.227**	**280.351.491**	**230.132.241**
Gasto por depreciación y amortización	-	-	(11.303.027)	(13.229.654)	(79.515.562)	(71.857.411)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(9.221.068)	(2.289.187)	(66.703.434)	(30.940.802)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**-**	**-**	**95.629.239**	**103.775.386**	**134.132.495**	**127.334.028**
RESULTADO FINANCIERO	**-**	**-**	**(109.572.952)**	**(3.942.519)**	**(100.703.120)**	**(48.588.988)**
Ingresos financieros	**-**	**-**	**18.340.961**	**65.153.401**	**78.342.195**	**102.075.187**
Efectivo y otros medios equivalentes	-		12.985.856	1.303.146	9.672.857	2.924.921
Otros ingresos financieros	-		5.355.105	63.850.255	68.669.338	99.150.266
Costos financieros	**-**	**-**	**(127.083.732)**	**(70.851.224)**	**(183.299.326)**	**(150.058.877)**
Préstamos bancarios	-		(1.435.270)	(1.092.357)	(32.979.343)	(17.467.056)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	-		-	-	(39.355.313)	(49.470.132)
Otros	-		(125.648.462)	(69.758.867)	(110.964.670)	(83.121.689)
Diferencias de cambio	-	-	(830.181)	1.755.304	4.254.011	(605.298)
Positivas	**-**	**-**	1.193.999	4.114.836	23.019.947	1.794.515
Negativas	-	-	(2.024.180)	(2.359.532)	(18.765.936)	(2.399.813)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	92	34.434	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	**-**	**-**	38.164	113.216	(832.957)	(6.758.695)
Resultado de Otras Inversiones	-	-	38.164	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	-	-	113.216	(832.957)	(6.758.695)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**-**	**-**	**(13.905.457)**	**99.980.517**	**32.596.418**	**71.986.345**
Gasto (ingreso) por impuestos a las ganancias	-	-	(6.942.666)	(463.471)	1.770.210	(10.849.463)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**-**	**-**	**(20.848.123)**	**99.517.046**	**34.366.628**	**61.136.882**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**-**	**-**	**(20.848.123)**	**99.517.046**	**34.366.628**	**61.136.882**

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Chile 31/12/2016 M$	Chile 31/12/2015 M$	Argentina 31/12/2016 M$	Argentina 31/12/2015 M$	Brasil 31/12/2016 M$	Brasil 31/12/2015 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	3.986.376	192.068.742	178.874.717	243.657.253	387.272.425	165.632.490
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(2.040.606)	(64.199.658)	(83.298.107)	(208.791.432)	(248.268.384)	(269.722.111)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(31.067.507)	(106.554.830)	(528.752)	(8.169.660)	(100.794.282)	78.329.447

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

Distribución							
Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
923.911.912	**884.467.266**	**585.196.341**	**562.046.426**	**-**	**-**	**3.857.347.068**	**3.890.722.930**
918.407.134	**876.948.863**	**582.386.858**	**559.556.527**	**-**	**-**	**3.510.753.247**	**3.321.156.669**
762.602.031	723.092.894	547.358.682	528.051.398	-	-	**3.184.042.732**	**3.022.021.032**
109.606	217.554	544.419	2.772.195	-	-	**2.217.428**	**19.523.142**
155.695.497	153.638.415	34.483.757	28.732.934	-	-	**324.493.087**	**279.612.495**
5.504.778	7.518.403	2.809.483	2.489.899	-	-	**346.593.821**	**569.566.261**
(532.281.721)	**(500.570.712)**	**(395.535.703)**	**(379.015.102)**	**-**	**-**	**(2.373.433.611)**	**(2.423.363.923)**
(397.230.120)	(375.946.940)	(372.197.012)	(351.596.619)	-	-	**(1.820.089.885)**	**(1.951.642.845)**
-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
(89.967.670)	(82.836.069)	-	-	-	-	**(154.388.360)**	**(147.073.303)**
(45.083.931)	(41.787.703)	(23.338.691)	(27.418.483)	-	-	**(398.955.366)**	**(324.647.775)**
391.630.191	**383.896.554**	**189.660.638**	**183.031.324**	**-**	**-**	**1.483.913.457**	**1.467.359.007**
8.083.645	4.448.164	4.507.477	4.282.006	-	-	**56.260.014**	**52.567.319**
(35.633.854)	(36.740.363)	(23.387.610)	(22.398.764)	-	-	**(311.327.429)**	**(365.312.291)**
(57.901.047)	(56.460.916)	(28.003.034)	(26.536.627)	-	-	**(383.384.811)**	**(371.666.189)**
306.178.935	**295.143.439**	**142.777.471**	**138.377.939**	**-**	**-**	**845.461.231**	**782.947.846**
(58.526.488)	(59.475.177)	(30.218.032)	(29.074.143)	-	-	**(179.563.109)**	**(173.636.385)**
(1.346.571)	(80.720)	(1.388.976)	(1.598.702)	-	-	**(78.660.049)**	**(34.909.411)**
246.305.876	**235.587.542**	**111.170.463**	**107.705.094**	**-**	**-**	**587.238.073**	**574.402.050**
(35.066.292)	**(27.459.740)**	**(16.501.174)**	**(16.772.560)**	**-**	**-**	**(261.843.538)**	**(96.763.807)**
5.920.503	**6.745.819**	**3.007.521**	**3.221.357**	**-**	**-**	**105.611.180**	**177.195.764**
3.991.858	3.452.375	718.571	892.016	-	-	**27.369.142**	**8.572.458**
1.928.645	3.293.444	2.288.950	2.329.341	-	-	**78.242.038**	**168.623.306**
(40.786.634)	**(34.773.430)**	**(19.750.077)**	**(19.294.082)**	**-**	**-**	**(370.919.769)**	**(274.977.613)**
(5.583.888)	-	718.571	(1.884.669)	-	-	**(39.279.930)**	**(20.444.082)**
(28.112.094)	(26.704.160)	-	(14.449.262)	-	-	**(67.467.407)**	**(90.623.554)**
(7.090.652)	(8.069.270)	(20.468.648)	(2.960.151)	-	-	**(264.172.432)**	**(163.909.977)**
(200.161)	567.871	241.382	(699.835)	-	-	**3.465.051**	**1.018.042**
1.581.643	1.558.367	2.255.051	976.614	-	(382.438)	**28.050.640**	**8.061.894**
(1.781.804)	(990.496)	(2.013.669)	(1.676.449)	-	382.438	**(24.585.589)**	**(7.043.852)**
975.844	752.622	-	-	-	-	**975.936**	**787.056**
(10.191.353)	(128.486)	21.687	602.594	-	-	**(10.964.459)**	**(6.171.371)**
(9.304.643)	-	-	-	-	-	**(9.266.479)**	**-**
(886.710)	(128.486)	21.687	602.594	-	-	**(1.697.980)**	**(6.171.371)**
202.024.075	**208.751.938**	**94.690.976**	**91.535.128**	**-**	**-**	**315.406.012**	**472.253.928**
(91.004.375)	(84.883.204)	(32.818.344)	(27.924.718)	-	-	**(128.995.175)**	**(124.120.856)**
111.019.700	**123.868.734**	**61.872.632**	**63.610.410**	**-**	**-**	**186.410.837**	**348.133.072**
-	-	-	-	-	-	**-**	**-**
111.019.700	**123.868.734**	**61.872.632**	**63.610.410**	**-**	**-**	**186.410.837**	**348.133.072**

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
239.215.846	235.309.844	118.825.427	109.115.394	-	(184.396)	**928.174.791**	**945.599.327**
(140.528.848)	(112.561.292)	(67.247.743)	(114.212.151)	-	(17.922.661)	**(541.383.688)**	**(787.409.305)**
(47.601.487)	(165.636.704)	(20.634.468)	(41.319.512)	-	18.107.057	**(200.626.496)**	**(225.244.202)**

33. Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros Compromisos

33.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo Garantía
	Nombre	Relación	
Mitsubishi Corporation	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos
Various Creditors	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros
Various Creditors	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros
Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social	Cien	Acreedor	Hipoteca, Prenda y otros

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M$ 7.187.284 y M$ 13.903.028, respectivamente (ver Nota 16.e.ii).

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Américas tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$ 36.101.879.822 (M$ 35.079.484.027 al 31 de diciembre de 2015).

33.2 Garantías Indirecta

Tipo	Nombre del Contrato	Fecha de Término	Acreedor de la Garantía
Solidario	Bonos Serie H	Octubre 2028	Bonistas Programa de Bonos Endesa Chile
Solidario	Bonos Serie M	Diciembre 2029	Bonistas Programa de Bonos Endesa Chile

(1) Al dividirse el emisor original, Endesa Chile (hoy Enel Generación Chile S.A.), y de acuerdo al contrato de deuda, todas las sociedades que surjan de la división son solidariamente responsables, sin perjuicio de que la obligación de pago la mantiene Enel Generación Chile S.A. Luego de la fusión, Enel Américas asumió la responsabilidad solidaria de Endesa Américas.

Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
Tipo	Moneda	Valor Contable	Moneda	31-12-2016	31-12-2015	2016	Activos	2017	Activos	2018	Activos
Ciclo combinado	M$	7.187.284	M$	34.146.495	35.254.202	-	-	-	-	-	-
Ciclo combinado	M$	-	M$	-	1.183.600	-	-	-	-	-	-
Depósito de dinero	M$	-	M$	-	435.681	-	-	-	-	-	-
Cuenta de depósitos	M$	-	M$	-	40.354.434	-	-	-	-	-	-
Cobranzas corrientes	M$	10.786.070	M$	136.397.365	98.375.210	-	-	-	-	-	-
Cobranzas corrientes	M$	11.858.985	M$	84.150.023	60.265.158	-	-	-	-	-	-
Cobranzas corrientes	M$	170.519	M$	3.837.875	3.944.953	-	-	-	-	-	-

Deudor		Tipo de Garantía	Saldo pendiente al		
Nombre	Relación		Moneda	31-12-2016	31-12-2015
Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	M$	63.846.305	67.256.260
Enel Generación Chile S.A.	Empresas divididas del deudor original Endesa Chile (deudor solidario Endesa Américas y post fusión Enel Américas) (1)	Codeudor Solidario	M$	260.593.910	253.262.154
		Total		**324.440.215**	**320.518.414**

33.3 Litigios y arbitrajes

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

En Argentina, en el año 2002 la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., ahora denominada Enel Américas S.A., Enel Distribución Chile S.A., antes denominada Chilectra S.A., Enel Generación Chile S.A., antes denominada Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Enel Distribución Chile S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones ("CIADI"), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US$1.306.875.960 (aproximadamente M$ 874.914.249.); y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US$318.780.600 (aproximadamente M$ 213.414.048); en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US$102.164.683 (aproximadamente M$ 68.396.190) para Elesur S.A. (hoy Enel Distribución Chile S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005, las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014, las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos. Producto de las divisiones de Endesa Chile S.A. y de Chilectra S.A., los derechos del aludido arbitraje resultaron asignados en las nuevas sociedades creadas a raíz de dichas divisiones, Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A., las cuales fueron a su vez absorbidas en la posterior fusión de las mismas por Enel Américas S.A.; sociedad esta última que permaneció como titular de sus derechos en el referido arbitraje en razón de ser la continuadora legal de Enersis S.A. y que, a raíz de la fusión aludida, incorporó la titularidad de aquellos derechos que estaban radicados en Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.

a) Juicios pendientes filiales:

1. En el año 2013, se interpuso una Acción de Grupo por los habitantes del municipio de Garzón contra nuestra filial Emgesa, basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se vieron disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. Emgesa rechazó estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del "primer eslabón" de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó

una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón, por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, al no habérseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, el juicio se encuentra actualmente en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Se encuentra pendiente la decisión sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a Col $33.000 millones (aproximadamente M$ 7.362.428). La cuantía para la demanda paralela se estima en Col $ 1.710 millones (aproximadamente M$ 381.508).

2. Emgesa (ex Central Betania) gozaba de un beneficio fiscal al Impuesto a la renta sobre las sociedades, conocida como "Ley Páez", la cual estableció la liberación de impuestos a las sociedades situadas en un área específica que sufrió una catástrofe. Las autoridades fiscales de Colombia (DIAN) impugnaron el método utilizado por Emgesa para determinar la base gravable del impuesto a la renta utilizando este beneficio. Básicamente, la DIAN entiende que ciertos ingresos de Emgesa, tales como ajustes por inflación y el resultado no operacional, no califican para esta exención por no estar relacionadas con la actividad de generación eléctrica. Sin embargo, Emgesa entiende que, de acuerdo con la Ley, este beneficio especial se aplica a la empresa como entidad y no sólo a ciertos ingresos de la compañía. Se está a la espera de la resolución del Tribunal Administrativo de primera instancia. Los procesos están inactivos desde que se radicaron los alegatos de conclusión en junio del 2010, debido que la Corte del Huila no es especialista en impuestos. En febrero de 2016, se radicó el impulso procesal con el fin de activar el proceso. La cuantía total de este litigio se estima en Col $ 96.393 millones (aproximadamente M$ 21.505.746).

3. La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EEAB) la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de Emgesa. Emgesa interpuso una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, EEB y EEAB, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Existe además una acción paralela, de Nulidad y Restablecimiento iniciado por Emgesa en contra de la CAR, pretendiendo la nulidad del artículo 2º de la Resolución 1318 de 2007 y el artículo 2º de la Resolución 2000 de 2009, por medio de los cuales se impuso a Emgesa la implementación de un "Plan de Contingencia" y la realización de un estudio de "Calidad del Aire" ante la eventual suspensión del bombeo de aguas del embalse, pretendiendo que los mencionados actos administrativos sean anulados por la imposibilidad técnica de adelantar el estudio de "Calidad del aire" y la implementación del "Plan de contingencia". En esta acción paralela se presentó dictamen pericial de contador, el que fue favorable para la empresa del cual se solicitó aclaración por parte de Emgesa. Se encuentra pendiente la aclaración al dictamen anterior y un segundo dictamen para valorar las obras adelantadas por la empresa. La cuantía involucrada en este litigio es indeterminada.

4. En febrero de 2015, Emgesa fue notificada de una Acción Popular interpuesta por Comepez S.A. y otras sociedades de piscicultores, con fundamento en la protección de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, de manera de prevenir, a juicio de los demandantes, el peligro de una mortandad masiva de peces, entre otros perjuicios, con motivo del llenado del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, ubicado igualmente en la cuenca del río Magdalena. En cuanto al estado procesal, el tribunal administrativo del Huila decretó, en febrero de este año, una medida cautelar que impide el llenado del embalse de El Quimbo hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río, entre otras obligaciones.

Emgesa por su parte, presentó recurso de reposición en contra de esta decisión, solicitando la fijación de una caución y el levantamiento de esta medida, el cual fue desestimado por el tribunal, pero se concedió recurso de apelación, en el solo efecto devolutivo, interpuesto por Emgesa. La medida cautelar fue modificada, lo que ha permitido a Emgesa iniciar el llenado del embalse. Sin embargo, la CAM, autoridad ambiental regional, emitió con fecha 3 de julio de 2015 la resolución 1503, que ordena suspender temporalmente el llenado del embalse de El Quimbo. El Gobierno Colombiano, a través del Decreto Legislativo 1979, ha solicitado el levantamiento de la suspensión de generación, e informado que Emgesa no puede sustraerse al cumplimiento de dicho Decreto. El día 15 de diciembre de 2015, se dio a conocer la decisión adoptada por la Corte Constitucional que declaró la inexequibilidad del referido Decreto Legislativo 1979 de 2015, por lo que Emgesa suspendió la generación de energía de El Quimbo a las 24:00 horas del día 15 de diciembre de 2015. Emgesa presentó las defensas correspondientes.

El día 24 de diciembre de 2015, el Ministerio de Minas y Energía y la Autoridad Nacional de Acuicultura y Pesca (AUNAP) presentaron acción de tutela ante los Juzgados Penales del Circuito de Neiva como mecanismo transitorio para evitar un perjuicio irremediable, y mientras el Tribunal Administrativo del Huila decida sobre el levantamiento de la medida cautelar, solicitaron que se permita la generación de El Quimbo. Asimismo, solicitaron que hasta que se falle la tutela, se autorice como medida provisional dicha generación. Después de una intensa tramitación judicial, el día 8 de enero de 2016, Emgesa fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Emgesa de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada. El 19 de diciembre de 2016, el tribunal extendió la generación por seis meses más, condicionado a que el sistema de oxigenación funcione. A la fecha de estos estados financieros el caso continúa tramitándose. La cuantía total estimada de este litigio es indeterminada.

5. En Colombia se presentó una Acción de Grupo en contra de Codensa, por la cual los demandantes pretenden que esta empresa les devuelva lo que supuestamente se les ha cobrado en exceso por no aplicar el beneficio tarifario que según ellos les correspondería como usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión Uno y propietarios de la infraestructura, según lo establece la Resolución 082 de 2002, modificada por la resolución 097 de 2008. En cuanto al estado procesal, Codensa procedió a contestar la demanda rechazándola en todas sus partes. Se llevó a cabo audiencia de conciliación entre las partes, sin éxito. Se encuentra pendiente se dicte el auto de pruebas. La cuantía estimada para este litigio se estima en aproximadamente Col $ 337.000 millones (aproximadamente M$ 75.186.003).

6. En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica Codensa, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que Codensa suministraba al municipio. En el año 2005, se pudo contar con un inventario geo-referenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que Codensa efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el "Distrito"). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009, un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual solicitó al tribunal: (i) se declarasen vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordenase a Codensa efectuar la reliquidación que incluyera intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconocieran al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de

Servicios Públicos (UAESP) y a Codensa para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realizasen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla a consideración de Codensa, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013, la Contraloría envió una comunicación a Codensa anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de aproximadamente Col $ 95.143 millones (aproximadamente M$ 21.226.723), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa por Col $ 14.433 millones (aproximadamente M$ 3.220.003.). Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviase este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa, lo cual sucedió el 13 de Diciembre de 2013. Posteriormente la Contraloría, pero esta vez de Bogotá, redactó un informe cuestionando el acuerdo celebrado por la UAESP; informe que dicha entidad presentó al Juzgado. El 17 de Septiembre de 2014, se le pidió al Juzgado que se corriera traslado del mencionado informe y se está a la espera de que el Juzgado Décimo Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie, o bien corriendo el traslado solicitado o bien de fondo sobre el acuerdo suscrito entre Codensa y la UAESP. La cuantía para este litigio se estima en aproximadamente Col $ 72.949 millones (aproximadamente M$16.275.187).

7. Para contrarrestar el impacto del posible fenómeno climático del Niño que influye en la tarifa, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), estableció la Opción Tarifaria, a través de la Resolución CREG 168 del 2008, la cual permite diferir el incremento en la tarifa de energía eléctrica hasta por dos años, en lugar de hacerlo inmediatamente, suavizando el impacto del alza en los usuarios finales. Codensa terminó voluntariamente la Opción Tarifaria que venía aplicando y en virtud de ello procedió a realizar un balance entre los valores reales de la tarifa y los valores facturados resultantes de la Opción Tarifaria, sobre la base de los saldos y el histórico de los valores trasladados a la tarifa de los usuarios finales, en cumplimiento de la Resolución CREG 168 de 2008. El resultante de la comparación de tarifas deberá ser reintegrado a los usuarios finales pues los valores de la Opción Tarifaria, como saldos acumulados, siempre están por encima de los valores que debieron haberse facturado, si no se hubiere optado por tal alternativa. En cuanto a su estado procesal, se notifica la demanda el 1 de octubre de 2015 y fue contestada el 23 de noviembre de 2015. Se encuentra pendiente la fijación de fecha para audiencia de conciliación. La regulación colombiana no establece el mecanismo para devolver a los usuarios los importes de dinero derivados de la opción tarifaria, sin embargo, la empresa previamente decidió devolver estos importes. Existe diferencia entre los importes que tiene previsto devolver la empresa a los usuarios y la cuantía que estima la CREG. Se llevó a cabo la audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada. Dentro del término probatorio se allegó un informe sobre la aplicación de la figura regulatoria por parte del Gerente General de Codensa, que había sido solicitado por el juez. Se presentaron alegatos de conclusión el pasado 20 de septiembre de 2016. Con fecha 29 de noviembre de 2016, se notificó sentencia de primera instancia favorable a Codensa. Sentencia susceptible de ser apelada. La cuantía para este litigio se estima en Col $ 163.000 millones (aproximadamente M$36.365.930).

8. La SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria), autoridad fiscal en Perú, cuestionó a Enel Generación Perú S.A. (antes denominada Edegel) en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que correspondía a parte del mayor valor asignado a

los activos en la tasación realizada con motivo de su revaluación voluntaria en el año 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la SUNAT es que Enel Generación Perú S.A. no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron, ni que dicho financiamiento hubiese sido efectivamente incurrido. La posición de Enel Generación Perú S.A. es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si la SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió.

Respecto del período 1999: El 2 de febrero de 2012, el Tribunal Fiscal ("TF") resolvió el litigio del año 1999, a favor de Enel Generación Perú S.A. por dos centrales y en contra respecto de cuatro centrales, en base al argumento de que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Enel Generación Perú S.A. pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012, por el equivalente a M$8.233.243 (€ 11 millones), la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Enel Generación Perú S.A.:

i) Demanda ante el Poder Judicial ("PJ") contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).

ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recalculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda, en agosto 2013, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declararla improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera su derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma. En mayo de 2015, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la resolución de la Corte de Apelaciones por medio de la cual: (i) se declaró nula la resolución del PJ que rechazaba las peticiones de la demanda de la empresa; (ii) las reclamaciones rechazadas se declaran admitidas y (iii) se ordenó al PJ volver a la etapa de determinación de los puntos de la controversia. En junio de 2015, Enel Generación Perú fue notificada de la resolución del Poder Judicial, que declaró admitidas las reclamaciones rechazadas y lo remitió a la Fiscalía para la emisión de un nuevo pronunciamiento (en Perú cuando el Estado está involucrado como parte en un proceso judicial siempre debe intervenir un fiscal designado por el Ministerio Público, para que esté enterado y emita opinión respecto de la controversia. Dicha opinión no es vinculante para el juez o la sala que debe resolver la causa). En noviembre de 2015, Enel Generación Perú S.A. dio su informe oral.

Respecto del período 2000 y 2001: Enel Generación Perú S.A. pagó el equivalente a M$ 3.742.383 (€ 5 millones) y provisionó el equivalente a M$ 748.477 (€ 1 millón).

En noviembre de 2015, Enel Generación Perú S.A. fue notificada de la Resolución N° 15281-8-2014, donde el TF resolvió la mencionada apelación por la que se declaró nula la Resolución, donde SUNAT objetó la deducción de las pérdidas relacionadas con los instrumentos derivados financieros (tipo de cambio). Luego, confirmó los reparos asociados con la no deducibilidad de la depreciación relacionada con los servicios de asistencia técnica no acreditados y prestados por Generandes y los intereses financieros generados por los préstamos para la compra de acciones propias; y, finalmente, revocó otros asuntos. Cabe señalar, que si bien la resolución del TF revocó los reparos relacionados con el exceso de la depreciación de la revaluación de activos; sin embargo,

establece que la SUNAT deberá aplicar lo que se resuelva en la apelación presentada por la compañía para el período 1999, sobre Impuesto a la Renta (Exp. N ° 10099 a 2012,) cuya resolución está pendiente.

A la fecha de estos estados financieros, está pendiente que la SUNAT recalcule la deuda de acuerdo al criterio establecido.

En febrero 2016, Enel Generación Perú S.A. presentó una demanda ante el poder judicial contra la decisión del TF (Resolución 15281-8-2014), con el fin de revocar parcialmente el criterio establecido, en la parte que el TF estableció que la SUNAT debe aplicar lo resuelto por la apelación respecto al Impuesto a la Renta del año tributario 1999, omitiendo efectuar cualquier otro pronunciamiento. En el mismo mes, el poder judicial admitió la demanda de Enel Generación Perú S.A. En marzo de 2016, el TF y SUNAT respondieron a la demanda, lo que significa que el poder judicial debe fallar en contra de Enel Generación Perú S.A., pues la resolución no "causa estado", debido a que el TF no se pronunció sobre el concepto en disputa. En el mismo mes de marzo, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la corrección de errores del procedimiento (Resolución de Saneamiento Procesal). En junio de 2016, Enel Generación Perú S.A. fue notificada con la Opinión del Fiscal de Distrito del Poder Judicial. En el mismo mes, Enel Generación Perú S.A. fue requerida para proporcionar informe oral. En septiembre 2016, rindió el Informe Oral.

Las próximas actuaciones.

Respecto de 1999: A la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada por Enel Generación Perú S.A. Se espera nuevo pronunciamiento de la Fiscalía.

Respecto de 2000 y 2001: Se espera que la SUNAT realice el recalculo de la deuda según el criterio establecido. La SUNAT y el TF contestaron la demanda y se encuentra pendiente que el Ministerio Público emita pronunciamiento sobre la controversia. En espera de que el poder judicial se pronuncia sobre la demanda Enel Generación Perú S.A. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 64.4 millones (aproximadamente M$ 12.832.704).

9. La SUNAT desconoció a Enel Distribución Perú S.A. (antes denominada Edelnor) las pérdidas comerciales de energía, reconocidas por la compañía entre los años 2006 al 2010, equivalentes al 2% aproximadamente del total comprado y energía autogenerada, por lo que cuestionó el costo de venta de esa energía determinado por Enel Distribución Perú S.A., según la SUNAT, sobre la base de un delito de robo de energía que no fue establecido por los tribunales de justicia. La posición de la SUNAT es que la inviabilidad de la acción judicial sólo puede demostrarse a través de un Reporte Policial y de una Resolución, debidamente motivada, emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) que declara el archivo, definitivo o provisorio, de la acción criminal por robo de energía. El Tribunal Fiscal (TF) ha emitido algunas sentencias que establecen que dicha resolución es necesaria. La posición de Enel Distribución Perú S.A. es que la ley no establece un mecanismo específico sobre cómo se demostrará la inviabilidad de una acción judicial, por lo que es posible presentar cualquier evidencia disponible, apropiada y razonable para esta situación (revisión libre de la prueba). Enel Distribución Perú S.A. eligió para demostrar que era inútil perseguir estos delitos mediante acciones legales, los informes producidos por ingenieros especializados, informes emitidos por la Dirección General de Electricidad (DGE) del Ministerio de Energía y Minas y por OSINERGMIN (Regulador), demostrando que no tenía sentido ir al poder judicial y enjuiciar un delito que sería inútil debido a que los autores del crimen, la ocurrencia exacta de robo, el lugar concreto en el que se produce y la cantidad robada en cada oportunidad no pudieron ser identificados. El TF ha permitido este tipo de acreditación en caso de robo en la distribución de agua (una empresa similar a la distribución de electricidad) y no ha señalado que la resolución emitida por el Fiscal General (Ministerio Público) es la única evidencia admisible que demuestra la inutilidad de la prosecución de la acción judicial.

La evolución del proceso es:

Para el año 2006: El TF falló en contra de Enel Distribución Perú S.A., en la apelación, aunque estuvo de acuerdo con la posición de ésta sobre el fondo de la cuestión controvertida. Por tanto, el TF confirmó el reparo después de concluir que Enel Distribución Perú S.A. no demostró la cantidad de pérdidas comerciales atribuibles al robo. Tal conclusión se deriva del hecho de que la pérdida de energía comercial no está exclusivamente compuesta por energía robada, sino que también por energía perdida debido a otras razones, tales como errores de medición, errores de facturación y errores en la estimación de pérdidas físicas. Debido a la ejecución inmediata de la sentencia del TF, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda en su totalidad a la SUNAT por un monto total de M$ 2.993.907 (€4 millones). En febrero 2013, Enel Distribución Perú S.A. presentó un recurso contra la decisión del TF ante el poder judicial, solicitando su nulidad y exigiendo la deducción del 100% de la pérdida de energía comercial, con el sustento que, a pesar de las pérdidas de energía comerciales puede teóricamente componerse de los errores indicados; en 2006 durante la Inspección de la propia Administración, se estableció que el 100% de la pérdida comercial consistió en el robo de energía. En junio 2014, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de las conclusiones del fiscal de distrito (Dictamen Fiscal). En agosto de 2014, Enel Distribución Perú S.A. rindió Informe Oral (Informe oral) y presentó los argumentos finales escritos. En octubre 2014, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de la Resolución del poder judicial en su contra; y en noviembre de 2014, presentó su apelación. En junio 2015, la Corte resolvió el recurso, declarando la nulidad de la resolución y ordenó que se debe emitir una nueva resolución. En diciembre de 2015, Enel Generación Perú fue notificada con una resolución mediante la cual el poder judicial falló nuevamente en su contra y en ese mismo mes, se presentó una apelación.

Para los años 2007 y 2008: Teniendo en cuenta el resultado obtenido en 2006 para el impuesto a la renta, la empresa inició una nueva estrategia de defensa: (i) en teoría, las pérdidas de energía comerciales pueden estar compuestas de errores de medición, facturación y de estimación de pérdidas físicas, (ii) dado que tales pérdidas se determinan por "sustracción" (la energía que entró en el sistema "menos" la energía suministrada a los clientes y "menos" la pérdida física de la energía), la pérdida de energía comercial puede de hecho, estar integrada por dichos errores sólo en casos de una sub-medición o sub-facturación o subestimación de las pérdidas físicas, (iii) si no existen tales errores, la cantidad que se muestra como pérdida de energía comercial se compone sólo de pérdidas por robo, (iv) durante la inspección, la SUNAT revisó tanto la facturación y el informe de la pérdida física y no hizo ningún cuestionamiento ni investigación respecto de ellos; por lo tanto, en este punto, los errores de facturación o los errores de estimación de pérdidas físicas no se pueden argumentar por la SUNAT como parte de la pérdida de energía comercial, (v) con respecto a los errores de medición, siendo la distribución de energía eléctrica de un negocio regulado, los márgenes de este tipo de errores son mínimos.

Para el año 2007: Enel Distribución Perú S.A. presentó pruebas de que una pequeña cantidad de pérdida fue atribuible a sub-medición. Entonces, las pérdidas comerciales de energía consistían principalmente en robo (95%) y, en menor medida (5%), a errores de medición. Enel Distribución Perú S.A. dio informe oral y presentó alegatos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

Para el año 2008: Enel Distribución Perú S.A. presentó pruebas que demostraron un exceso de medición. Por ende, las pérdidas de energía comerciales eran solo robo. Para estos 2 años, Enel Distribución Perú S.A. proporcionó Informe Oral al TF y presentó los argumentos finales escritos. La apelación se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

Para el año 2009: SUNAT objetó la deducción de las pérdidas de energía comercial, bajo las mismas razones de los años anteriores. En noviembre de 2013, Enel Distribución Perú S.A. presentó una reclamación, en la

que además de reiterar las razones por las que la pérdida comercial de energía es deducible, proporcionó evidencia que demostró que la pérdida de energía comercial consistía principalmente de robo (93%) y, en menor medida (7%), de errores de medición. En junio de 2014, la SUNAT solicitó información sobre los detalles del cálculo de la "pérdida de energía estándar". En julio 2014, Enel Distribución Perú S.A. dio respuesta a los puntos solicitados por la SUNAT. En agosto 2014, la SUNAT notificó a Enel Distribución Perú S.A. con la Resolución que se pronunció sobre el reclamo de ésta última. En dicha resolución, la SUNAT revocó el reparo correspondiente a la pérdida de energía comercial en la parte que se refiere a la pérdida estándar de energía comercial, confirmándolo en la parte correspondiente al exceso de dicha cantidad. En septiembre de 2014, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor S/ 5,3 millones (M$1.050.157 aproximadamente), este monto incluye intereses moratorios por pagos a cuenta y multas. Se presentó su apelación ante el TF, la misma que se encuentra pendiente de resolución.

Para el año 2010: SUNAT solo objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2015, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida por la SUNAT de un valor S/ 5,1 millones (M$1.012.299 aproximadamente) incluye tributos, intereses moratorios de pago de cuenta más multas respectivas. Se presentó reclamación ante la SUNAT. En abril de 2016, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada de la Resolución de la SUNAT, que mantiene los reparos, y en el mismo mes se interpuso un recurso de apelación.

Para el año 2011: SUNAT también objetó la deducción de las pérdidas de energía comerciales en la parte correspondiente al exceso de la pérdida estándar de energía comercial. En julio de 2016, Enel Distribución Perú S.A. pagó la deuda mantenida con la SUNAT por un valor de S/ 3,1 millones (M$622.462) por concepto de pago a cuentas y multas con los respectivos intereses moratorios. En septiembre 2016, Enel Distribución Perú S.A. fue notificada con liquidaciones de impuestos y multas. En octubre 2016, Enel Distribución Perú presentó reclamación de los impuestos y multas.

Las próximas actuaciones son:
Para el año 2006: A la espera que la Corte resuelva la apelación de Enel Distribución Perú S.A.
Para 2007 y 2008: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.
Para el año 2009: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.
Para año 2010: A la espera que el TF emita la resolución correspondiente.
Para el año 2011: Se espera la resolución de la SUNAT ante la reclamación de Enel Distribución Perú S.A.
La cuantía total por estos litigios se estima en S/ 77,7 millones (aproximadamente M$ 15.483.885).

10. En 1997, Enel Generación Perú S.A. (antes denominada Edegel), Perené y Simsa entraron en un acuerdo de Joint Venture para el desarrollo de las plantas de energía Chimay y Yanango, acordando un bono para Enel Generación Perú S.A. en la cantidad US$ 13 millones (M$ 8.703.110). En 1998, Enel Generación Perú S.A. firmó un contrato con su compañía controladora Generandes con el fin de que esta última prestara servicios de supervisión para la construcción de las plantas de energía, acordando un bono para Generandes en la cantidad de US$ 13 millones (M$ 8.703.110). A su vez, Generandes celebró contratos con sus accionistas, Entergy Perú y Conosur, transfiriendo sus compromisos con Enel Generación Perú S.A. y acordando un bono para cada parte, en la cantidad US$ 3 millones (M$ 2.008.410). La SUNAT cuestionó esta operación (i) en Enel Generación Perú S.A.: el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por Generandes, y (ii) en Generandes: el gasto deducido del impuesto a la renta de la empresa y el uso del IVA como crédito fiscal que fue recargado por su accionistas. La posición de la SUNAT es que las operaciones no son reales pues Generandes y sus accionistas son una entidad holding que no tiene personal para prestar tales servicios. Los servicios de supervisión fueron prestados directamente por Enel Generación Perú S.A. a través de su personal. La posición de la compañía es que el TF ya emitió la Resolución 15281-8-2014, sobre el recurso

de Enel Generación Perú S.A. relacionado con el impuesto a la renta de empresa del período 2000-2001, la cual establece que los servicios de asistencia técnica prestados por Generandes califican como no existente. Debido a las implicaciones directas que esta declaración tiene en este caso, el TF se pronunciará en contra de Generandes. En este sentido, esperamos que el TF ordene a la SUNAT recalcular el impuesto a la renta, teniendo en cuenta que no sólo no existen los costos sino que además los ingresos de Generandes (facturas emitidas a Enel Generación Perú S.A.) también son inexistentes. De acuerdo a esta esperada nueva determinación, se produciría un pago en exceso en el impuesto a la renta de Generandes, y este exceso debería compensarse con el IVA, eliminándose la contingencia para este caso. Actualmente, se encuentra en Apelación en el Tribunal Fiscal. Se espera que se dicte la resolución para el primer semestre del año 2017. La cuantía total de este litigio se estima en S/ 85,8 millones (aproximadamente M$ 17.099.380).

11. El 5 de julio de 2016, Electroperú presentó una solicitud de arbitraje contra Enel Generación Perú S.A. por existir discrepancias relativas a la interpretación de ciertos aspectos técnicos (potencia comprometida, fecha de inicio de la segunda etapa del contrato, determinación del Precio Base del Gas) de un contrato de suministro de energía eléctrica celebrado el año 2003. Ya se ha conformado el tribunal, encontrándose pendiente su instalación. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente US$ 41.2 millones (aproximadamente M$ 27.575.469). Por su parte, la controversia contiene pretensiones de Enel Generación Perú S.A. contra Electroperú por aproximadamente US$ 18.5 millones (aproximadamente M$ 12.417.359).

12. Enel Américas S.A. (antes denominada Enersis Américas S.A.), Impuesto Adicional de los accionistas no domiciliados ni residentes en Chile. En septiembre de 2012, Enel Américas S.A. fue notificada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) de una liquidación y resolución relacionada con la retención de impuestos sobre dividendos pagados a sus accionistas en los años comerciales 2008 y 2009, no domiciliados ni residentes en Chile. A pesar de no existir diferencias de impuestos adeudadas, por lo mismo no se han aplicado multas, el SII pretende que Enel Américas S.A. corrija el procedimiento de cálculo utilizado para la declaración, pago y devolución del impuesto (crédito). Además, el SII notificó liquidaciones y resoluciones por el mismo concepto por los períodos comerciales 2010 y 2011 (Años Tributarios ("AT") 2011 y 2012). La posición del SII es que el procedimiento utilizado por Enel Américas S.A. para enterar las diferencias entre el crédito fiscal definitivo y el crédito fiscal provisional no es el correcto, porque Enel Américas S.A. debió haber restituido el importe total del crédito fiscal utilizado en el cálculo de la retención provisional y sólo los accionistas podían haber solicitado la devolución de la cantidad pagada en exceso por Enel Américas S.A. La posición de la Sociedad, es que la interpretación del SII se basa en la redacción de un artículo de la ley que parece exigir la "restitución del crédito en exceso", pero no consideró que hay una Circular emitida por el mismo organismo que señala el desarrollo de este proceso y al cual se ha ajustado de buena fe Enel Américas S.A. Además, si se utiliza la forma de cálculo con el criterio del SII, tanto en la cantidad que Enel Américas S.A. enteraría en nombre del accionista, así como el importe de la restitución que el accionista debe pedir al SII, son la misma cantidad. La diferencia es que las cantidades que se pagan al Fisco están incrementadas por el Índice de Precios al Consumidor ("IPC") y por los intereses de mora (1,5%). En cambio, a las cantidades que devuelve el Fisco sólo se les aplica el IPC.

    Estado Procesal: Se presentó reconsideración administrativa la cual fue resuelta en forma negativa. Luego, se presentó reposición administrativa, que también fue resuelta negativamente para Enel Américas S.A. El 13 de marzo 2014, se interpuso reclamación tributaria ante el Tribunal Tributario y Aduanero ("TTA") de primera instancia judicial, para los años comerciales de 2008 y 2009 (AT 2009 y AT 2010). El 18 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2010 (AT 2011) y por último, el 29 de agosto 2014, se presentó Reclamo Tributario para el período 2011 (AT 2012). Los tres reclamos tributarios se encuentran con contestación del SII y con fecha 10 de octubre de 2014, se solicitó su acumulación por Enel Américas S.A., lo que fue concedido por el Tribunal con fecha 16 de octubre 2014. Con fecha 21 septiembre 2015, el TTA abrió

término probatorio. Con fecha 15 de octubre de 2015, Enel Américas presentó sus pruebas y el TTA las tuvo por presentadas. Con fecha 31 diciembre 2015, se dictó fallo desfavorable a Enel Américas S.A. La sentencia fue notificada por carta certificada despachada con fecha 4 enero 2016. En enero 2016, Enel Américas S.A. apeló para ante la Corte de Apelaciones de Santiago. Con fecha 28 de abril de 2016, se presentaron alegatos ante la Corte de Apelaciones, la cual emitió fallo desfavorable. Se presentó recurso de casación ante la Corte Suprema. Con fecha 29 de diciembre de 2016, Enel Américas S.A pagó al SII la cantidad de M$19.566.476. Se condonó la suma de M$13.842.256, terminándose la controversia. Con fecha 11 de enero 2017, se presentó el desistimiento ante la Corte Suprema. Se encuentra pendiente la aprobación de este desistimiento por el Tribunal.

b) Juicios pendientes en Asociadas y Negocios Conjuntos:

Enel Brasil (antes Endesa Brasil) y Filiales:

1. Acta levantada por la administración tributaria por supuesta mal contabilización de la amortización total de la plusvalía. La administración tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Enel Brasil S.A. en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido contra cuentas de resultados. Con ello, el procedimiento realizado seria inadecuado y se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una supuesta distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a una tasa del 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. Enel Brasil señala que todos los procedimientos que fueron adoptados estuvieron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (PCGA de Brasil), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). En diciembre 2014, la compañía presentó defensa en la primera instancia administrativa. En julio de 2016, las autoridades tributarias emitieron fallo desfavorable contra Enel Brasil, quién apelará ante Tribunal Administrativo de segunda instancia. Para ello, se contrató a un experto para que entregase una opinión acerca de los ajustes contables registrados en 2009. La opinión del experto fue presentada en el proceso. La cuantía total de este litigio se estima en R$255,8 millones (aproximadamente M$ 52.544.079).

2. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (en adelante "Basilus") es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELF). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELF. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009, el Tribunal de Justicia Estadual aceptó el recurso y anuló el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso ("de Agravo Regimental") ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, Basilus interpuso un "Mandado de Segurança", asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28

de marzo de 2012, el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança fuesen sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012, fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con el objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013, los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. El 25 de agosto de 2015, se dictó fallo rechazándose recurso interpuesto por la parte demandante. El fallo fue publicado el 10 de diciembre de 2015, y el 15 de diciembre de 2015, Basilus presentó recursos de Embargos de Aclaración. El 3 de marzo de 2016, el Tribunal Superior de Justicia comenzó el juzgamiento del recurso y el primer voto (Ministro Relator) fue favorable al recurso y el Ministro que sigue suspendió su resolución para realizar un mejor análisis de los argumentos. Se falló este recurso con 3 votos contra dos, en contra de Ampla. El fallo es susceptible de recursos. En consecuencia, la demanda volverá a la segunda instancia (Tribunal de Justicia del Rio de Janeiro) y el recurso presentado por Basilus en la demanda original deberá ser conocido y resuelto. Cabe señalar que, como se ha indicado, las pretensiones planteadas por Basilus han sido rechazadas en primera y segunda instancia. .La cuantía de este juicio se estima en aproximadamente a R$ 1.395 millones (aproximadamente M$ 286.554.770).

3. En diciembre de 2001, la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la vacatio legis (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007, el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008, Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución que los cambios legislativos entraban en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%. Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Hay decisión de primera instancia judicial en contra de Ampla publicada en agosto de 2015. Ampla presentó recurso a la segunda instancia judicial en el mismo mes. Se aguarda decisión de segunda instancia. La cuantía asciende a R$ 156,7 millones (aproximadamente M$ 32.192.734).

4. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte

para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013, el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el Tribunal Superior de Justicia, el que fue aceptado tres votos acero, por lo que las solicitudes de Cibran fueron rechazadas, por haber entendido los jueces que no se había probado relación causal entre los daños y la actuación de Ampla. Esta resolución es susceptible de recursos. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R$ 200.000 (aproximadamente M$ 41.083) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014, Ampla interpuso recurso de apelación. El 21 de septiembre de 2016, se dictó fallo y la apelación presentada por Ampla ha sido acogida, así los pedidos hechos por Cibran ha sido rechazados. En la decisión, los desembargadores (jueces de según instancia) entendieron que no había comprobación de nexo de causalidad entre los daños y la actuación de Ampla. El 4 de octubre de 2016, Cibran opuso embargos de aclaración que han sido rechazados. El 16 de diciembre de 2016, Cibran ha presentado Recurso Especial al Tribunal Superior de Justicia a la fecha sin juicio de admisibilidad. Con fecha 1 de junio 2015, se dictó sentencia en otro de estos procesos, condenándose a Ampla al pago de una indemnización de R$ 80.000 (aproximadamente M$ 16.433) por los daños morales sufridos y, además, al pago de una indemnización por los daños materiales en razón de las fallas del servicio de Ampla por R$ 95,5 millones (aproximadamente M$19.610.022) (más actualización monetaria e intereses). Ampla presentó en contra de este fallo Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados por el juez. Ampla presentó recurso de apelación. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía total de estos litigios se estima en aproximadamente R$ 394,5 millones (aproximadamente M$ 81.036.456).

5. Tras ganar, en definitiva, en 2010, el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla, que la amparaba para no pagar COFINS (hasta el año 2001, en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que, por tanto, tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla, declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. En mayo 2015, la autoridad tributaria presentó su alegato final y en julio 2015 una nueva decisión favorable de primera instancia declaró el derecho de Ampla a la restitución de COFINS pagados desde 1992 hasta 1996. En agosto 2015, las autoridades tributarias apelaron ante el Tribunal de Río de Janeiro. En julio de 2016, la segunda instancia judicial falló a favor de Ampla, confirmando el derecho de Ampla a la restitución de los COFINS pagados entre 1992 y 1996. Las autoridades fiscales apelaron a la misma instancia judicial con el fin de aclarar los criterios utilizados por el tribunal para establecer los honorarios relativos a la pérdida de la apelación. Después de la decisión sobre este recurso, las autoridades fiscales podrían todavía presentar un recurso a ambas Cortes Supremas (Tribunal Superior de Justicia y Tribunal Supremo Federal) con el fin de discutir el derecho a la restitución. El importe solicitado por Ampla a devolver se estima en R$ 172,2 (aproximadamente M$ 35.372.567).

6. El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto Ley Nº 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Tribunal Supremo Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste - Unidade de Referência de Preços ("URP") del Decreto Ley Nº 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014, se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. En junio 2015, Ampla ha presentado sus descargos (contra razones) para que se rechace por el tribunal el Recurso Extraordinario interpuesto por el Sindicato. El 16 de diciembre de 2015, el Recurso Extraordinario ha sido enviado al Tribunal Supremo Federal para juzgamiento. El 29 de agosto de 2016, se dictó resolución para suspender ejecución del fallo. En diciembre de 2016, el Recurso Extraordinario fue juzgado desfavorable a Ampla, Se está a la espera de la publicación del fallo para interposición del recurso pertinente. La cuantía total de este litigio se estima en aproximadamente R$ 77,2 millones (aproximadamente M$ 15.852.949).

7. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005, la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007, el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012, falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012, Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013, Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración ("Embargo de Declaración") presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permite seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada en un 20%. En abril 2014, Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta

instancia procesal. Se llevará a cabo una investigación judicial, la cual será realizada por un experto designado por el juez. Se espera la decisión de primera instancia judicial, con la investigación del experto que designe el juez. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 1.192 millones (aproximadamente M$ 244.859.099).

8. El Estado de Rio de Janeiro (el "Estado") levantó actas a Ampla por los períodos del 1996 al 1999 y del 2007 al 2014, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços ("ICMS") soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado entiende que Ampla no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Ampla, señala que (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS, y que (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Ampla, presentó su defensa administrativa y judicial en todos los procesos. Una parte de los procedimientos administrativos fue juzgado a favor de Ampla y la parte restante fue apelada. La decisión administrativa favorable reconoció el derecho de Ampla de utilizar el crédito de ICMS sobre los activos adquiridos del periodo de 2007 a 2012. Se aguarda las decisiones finales. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 113 millones (aproximadamente M$ 23.207.444).

9. En octubre de 2009, Tractebel Energía S.A. demandó a Enel CIEN S.A. (antes denominada CIEN S.A.) basado en el supuesto incumplimiento del "Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina" entre Enel CIEN S.A. y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de Enel CIEN S.A. al pago de multa rescisoria de R$117.7 millones (aproximadamente M$ 24.170.633) y demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar Enel CIEN S.A. la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a Enel CIEN S.A., pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. Enel CIEN S.A. solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, Enel CIEN S.A. presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Enel CIEN S.A. contra Tractebel. El tribunal dictó una resolución extendiendo esta suspensión hasta el 9 de julio de 2015. A la fecha de reporte de estos estados financieros, el juicio no ha tenido movimiento alguno.

10. En el año 2010, Enel CIEN S.A. fue notificada de una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas S.A. ("Furnas"), en razón del supuesto incumplimiento por parte de Enel CIEN S.A. del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a Enel CIEN S.A. a pagar R$ 520,8 millones (aproximadamente M$ 106.980.583), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de "potencia firme y energía asociada", y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad de Enel CIEN S.A. por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la

crisis energética en Argentina. La demandante presentó recurso de apelación en contra de esta sentencia. Con fecha 10 de julio, Enel CIEN S.A. presentó al tribunal sus descargos (contra razones) para el rechazo de este recurso presentado por Furnas. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por Enel CIEN S.A. en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. Enel CIEN S.A. ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente, Enel CIEN S.A. recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de Enel CIEN S.A., tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

11. En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (Banco Interamericano del Desarrollo - BID), Companhia Energética do Ceará S.A. ("Coelce"), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de Coelce de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a Coelce de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de Coelce, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiéndose estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995, Coelce pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, Coelce, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998, Coelce fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enel (antes denominado Grupo Enersis), y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Coelce, entre las cuales se destacan las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda ("Coperva") y las interpuestas por "Coperca" y "Coerce". La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aproximadamente a R$ 187,8 millones (aproximadamente M$ 38.577.049). En una de las acciones presentadas por Coperva, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013, el juez decretó "la ejecución anticipada de condena", definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 7 de abril de 2014, se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. Coperva interpuso recurso de Apelación y Coelce presentó contra razones. Rechazada la apelación, Coperva presentó embargos de aclaración, que fueron rechazados el 11 de enero de 2016. El 3 de febrero de 2016, Coperva interpuso Recurso Especial al Tribunal Superior de Justicia.

Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007, por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R$ 15,6 millones (aproximadamente M$

3.204.483). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía total se estima en R$ 101,7 millones (aproximadamente M$ 20.890.766). En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 117 millones (aproximadamente M$ 24.033.626) Este proceso, al igual que Coperca, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

12. En febrero de 2004, dos impuestos brasileños, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social ("COFINS") y Programas de Integração Social ("PIS"), se modificaron de un régimen acumulativo (imposición en 3.65% sin deducción de créditos) a un régimen no acumulativo (9,25% con créditos). De acuerdo con la Ley, los bienes a largo plazo y los contratos de suministro de servicios ejecutados antes de 31 de octubre de 2003 bajo "precio predeterminado", podrían permanecer en el régimen acumulativo. CGTF ("Endesa Fortaleza") había firmado contratos de compra de energía que cumplieron con los requisitos, por lo que los ingresos de los contratos inicialmente se tributan bajo el régimen acumulativo, que es más beneficioso. En noviembre de 2004, se publicó un acto administrativo que define el concepto de "precio predeterminado". Según ella, los contratos de Endesa Fortaleza deben estar sujetos al régimen no acumulativo. En noviembre de 2005, una nueva Ley aclara el concepto de "precio predeterminado". Con base en la Ley de 2005, el régimen que debe aplicarse a los contratos era el acumulado (más beneficioso). Además, la ANEEL emitió una (Ley Administrativa) Nota técnica indicando que los contratos celebrados en virtud de sus normas y con su aprobación cumplen con el requisito de Derecho. Sin embargo, en febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo).Endesa Fortaleza impugnó el acta y ésta fue juzgada procedente. Endesa Fortaleza presentó recurso ante la segunda instancia administrativa y ésta falló manteniendo la decisión de primera instancia. Endesa Fortaleza presentó recurso a la Cámara Superior de Recursos Fiscales que aguarda juzgamiento. Respecto de otros procedimientos en contra Endesa Fortaleza se falló a favor y las autoridades tributarias apelaron de dicha decisión a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 150,9 millones (aproximadamente M$ 31.015.497).

13. Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado de Ceará compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa, pues

ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de los litigios por los años 2005 y 2006, existen decisiones administrativas desfavorables a Coelce. Respecto de los litigios por los años 2007, 2008 y 2009, los procesos administrativos terminaron con decisiones en contra de Coelce, pero algunos con reducción del valor por caducidad. Coelce presentó acciones judiciales con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente las deudas tributarias. El Estado de Ceará presentó Ejecuciones Fiscales (procesos judiciales recaudatorios) para los años 2005, 2006, 2007, 2008 y 2009. Coelce presentará su defensa en primera instancia judicial. Con respecto a los litigios por los años 2010 y 2011, las actas fueron recibidas en enero 2015 y enero de 2016, respectivamente, y Coelce presentó su defensa en primera instancia administrativa. Las actas fueron falladas en contra de Coelce por la primera instancia administrativa. Coelce presentó su apelación para el año 2010 con fecha 25 de julio de 2016 y para el año 2011 el 15 de agosto de 2016, ante la segunda instancia administrativa. Las actas de impuestos emitidas para los años 2010 y 2011 fueron juzgadas en forma desfavorable a Coelce en la segunda instancia administrativa. Las decisiones fueron recibidas por Coelce con fecha 7 de diciembre 2016 y 8 de diciembre 2016, respectivamente. Por lo tanto, todas las actas de impuestos emitidas para los años 2005 hasta 2011 fueron falladas desfavorablemente para Coelce. Esta última, otorgó garantías bancarias para obtener el Certificado de Regularidad tributaria. El Estado de Ceará presentó el respectivo proceso de cobro. Coelce presentará su defensa ante primera instancia judicial. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa de los procesos judiciales. La cuantía total de estos litigios se estima en R$ 114,3 millones (aproximadamente M$ 23.472.430).

14. El Estado de Ceará levantó actas a Coelce por los períodos 2003, y del 2004 al 2010, ya que consideró que se había deducido incorrectamente el ICMS soportado en la adquisición de activos fijos. En concreto, el Estado de Ceará entiende que Coelce no dispone de toda la documentación justificativa necesaria y que determinados activos fijos no se destinaron a la actividad de producción o distribución de energía eléctrica. En su defensa Coelce, señala que: (i) la legislación respectiva no especifica los diferentes tipos de activos fijos que se podrían utilizar para fines de crédito del ICMS, y que (ii) los activos fijos en cuestión están relacionados con la actividad principal de las empresas, incluso si se utilizan en las oficinas y plantas administrativas. También intenta comprobar los créditos con las facturas de adquisición. Coelce presentó sus defensas administrativas en todos los procesos administrativos y aguarda las decisiones finales. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 130,5 millones (aproximadamente M$ 26.816.391).

15. En julio de 2016, se iniciaron contra Coelce y la ANEEL tres acciones civiles públicas cuestionando el porcentual de reajuste de la tarifa de Coelce, impugnando la diferencia entre la tasa de ajuste y la inflación. Los demandantes en cada juicio, respectivamente, son (i) Procon de Fortaleza, (ii) el Instituto de Defensa del Consumidor y, (iii) en conjunto, la Defensoría Pública, el Comité de Protección de los Consumidores-Asamblea Legislativa de Ceará, Comité de Defensa y Protección de los Consumidores. Las acciones iniciadas por (i) y (ii) se encuentran en las primeras etapas procesales de discusión, habiéndose rechazado las medidas preliminares (precautorias) solicitadas por los demandantes. En el litigio (ii), después de requerido por Coelce, se dictó decisión para traslado de la justicia estadual para la justicia federal, así como la inclusión de ANEEL en la demanda. La medida preliminar (precautoria) solicitada por el demandante ha sido rechazada.

    En el caso (iii) también se rechazaron las medidas preliminares (precautorias) solicitadas, pero, además, con fecha 6 de septiembre de 2016 se dictó sentencia, rechazándose los pedidos de las instituciones. El 27 de octubre de 2016, las instituciones han interpuesto apelación la cual ha sido respondida por Coelce el 25 de noviembre de 2016. El tribunal no ha se manifestado a la fecha acerca del recurso. La cuantía total de estos litigios es indeterminada.

16. El Instituto de Defensa de los Consumidores ("IPEDC") entabló una Acción Civil Pública contra Coelce, a través de la cual IPEDC cuestiona la inclusión de los costes con hurto de energía incluidos por las distribuidoras en la tarifa. En resumen, el IPDEC afirma que los consumidores no podrían pagar por el hurto de energía hecho por otras personas y que la distribuidora debería adoptar las acciones necesarias para la reducción del mismo. El perjuicio sería un riesgo del negocio. La defensa de Coelce sostiene que la parcela de la tarifa correspondiente a las pérdidas por hurto de energía está prevista en la legislación reglamentar. Además, afirma que ANEEL, por medio de sus reglas tarifarias, no prevé la posibilidad de inversiones en monto suficiente para finiquitar el hurto de energía, tan poco las autoridades brasileñas tienen estructura para realizar las acciones necesarias para combatir ese crimen. Una decisión desfavorable para Coelce llevaría a la devolución del valor que se considere indebidamente cobrado a los consumidores, posiblemente por medio de las revisiones tarifarias. La demanda está en su etapa de inicio y una audiencia de conciliación ha sido establecida para el 3 de marzo de 2017. Además, se ha efectuado una solicitud de inclusión de ANEEL en la demanda, lo que podrá resultar en el cambio de competencia, desde la justicia estadual a la justicia federal. La cuantía total de este litigio se estima en R$ 501,6 millones (aproximadamente M$ 103.036.468).

La Administración de Enel Américas S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los actualmente 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, así como el de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios financieros, habituales en contratos de esta naturaleza. También existen obligaciones afirmativas (de hacer) y negativas (de no hacer) que exigen el monitoreo de estos compromisos. Adicionalmente, existen restricciones en las secciones de eventos de incumplimiento de los contratos, que deben cumplirse para evitar el aceleramiento de la dicha deuda.

1. Incumplimiento Cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Enel Américas contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena suscritas por Enel Américas en marzo de 2016, por UF 2,8 millones, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor, es decir Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Estas líneas no han sido desembolsadas.

Una parte sustancial de los bonos de Enel Américas registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Enel Américas, o de una filial significativa ("Significant Subsidiary"), por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 150 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de

filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enel Américas. Los Yankee Bonds de Enel Américas vencen en diciembre de 2026 respectivamente. Al 31 de diciembre de 2016, el monto adeudado por concepto de Yankee Bonds totaliza M$ 391.909.680.

Los bonos de Enel Américas emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. A su vez el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie. Al 31 de diciembre de 2016, el monto adeudado por concepto de bonos locales totaliza M$ 22.393.639.

2. Covenants Financieros

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

El bono local Serie B2 de Enel Américas incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- Patrimonio Total Consolidado: Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de $ 645.604 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2016, el Patrimonio Total de Enel Américas fue $ 5.275.249 millones.

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2016, la Razón de Endeudamiento fue de 1,14.

- Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía: Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres es la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de diciembre de 2016, la relación mencionada fue de 1,46.

Las líneas de crédito locales, no desembolsadas, incluyen los siguientes covenants cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos y son:

- Razón de Endeudamiento: Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y Patrimonio Neto menor o igual a 1,3. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que Patrimonio Neto es la suma entre Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2016, la Razón de endeudamiento fue de 0,55.

- Capacidad de Pago de la Deuda (Ratio Deuda/EBITDA): Se debe mantener una relación entre Deuda Financiera y EBITDA menor o igual a 3,5. Deuda Financiera es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente y Préstamos que devengan intereses, no corrientes, mientras que EBITDA es el Resultado de Explotación excluidos el Gasto por depreciación y amortización y la Reversión de pérdidas (pérdidas) por deterioro de valor que corresponda para los cuatro trimestres móviles que terminen en la fecha de cálculo. Al 31 de diciembre de 2016, la Razón Deuda/EBITDA fue de 1,75.

Por su parte, los "Yankee Bonds" o cualquier otra deuda de Enel Américas a nivel individual, no están sujetos al cumplimiento de covenants financieros.

Al 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Enel Américas era la Razón Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía correspondiente al bono local Serie B2.

En Perú, la deuda de Enel Distribución Perú incluye el siguiente covenant:

- Bonos locales, segunda, tercera y cuarta emisión, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de septiembre de 2016 ascendió a M$ 255.726.728 y cuyo último vencimiento es en enero de 2033, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

Por su parte, la deuda de Enel Generación Perú incluye los siguientes covenants:

- Bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 36.304.516 y cuyo último vencimiento es en enero 2028, incluye el covenant Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Financiera menos caja sobre Patrimonio Neto.

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 14.744.589 y cuyo vencimiento es en marzo 2017, incluye los covenants Razón de Endeudamiento calculado como Deuda Financiera sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.

- Préstamos bancarios de Chinango, filial de Enel Generación Perú, con Bank of Nova Scotia, cuyos saldos pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendieron a M$ 4.234.540 y cuyo último vencimiento es en enero 2019, incluyen los covenants, calculados a nivel individual, Razón de Endeudamiento, calculado como Deuda Neta menos caja sobre Patrimonio Neto y Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA.

- Al 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Enel Generación Perú era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank.

Finalmente en Perú, la deuda de Enel Generación Piura incluye el siguiente covenant:

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco de Crédito del Perú, cuyo saldo pendiente de pago al 31

de diciembre de 2016 ascendió a M$ 40.714.168 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Flujos de Caja para Servicio de la Deuda sobre Servicio de la Deuda y Nivel de Endeudamiento, calculado como calculado como Total de Pasivos menos Pasivos Diferidos sobre Patrimonio.

- Arrendamiento financiero (leasing) con el Banco Scotiabank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 23.278.628 y cuyo vencimiento es en marzo de 2022 e incluye idénticos covenants que el contrato de arrendamiento con el Banco de Crédito del Perú.

- Al 31 de diciembre de 2016, el covenant más restrictivo de Enel Generación Piura fue la Razón de Nivel de Endeudamiento.

En Brasil, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants:

- Sexta y séptima emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 134.687.654 y cuyo último vencimiento es en junio de 2019, incluyen los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros.

- Octava emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 66.129.084 y cuyo vencimiento es en julio de 2019, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio Líquido.

- Préstamos del Banco Nacional De Desenvolvimento ("BNDES"), cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 136.449.040 y cuyo último vencimiento es en diciembrede 2023, incluye los siguientes covenants, en que sus definiciones varían según el contrato con BNDES: Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón Deuda Financiera Neta sobre la suma de Deuda Financiera y Patrimonio líquido.

- Préstamo bancario con Banco Citibank, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 25.903.254 y cuyo vencimiento es en diciembre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA y la Razón de endeudamiento, calculado como Deuda Financiera Neta sobre la suma de la Deuda Financiera Neta y Patrimonio Líquido.

- Al 31 de diciembre de 2016, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era la Razón Deuda/EBITDA, contenidos en los bonos locales y en los financiamientos con BNDES y Citibank.

Adicionalmente en Brasil, la deuda de Coelce incluye los siguientes covenants:

- Préstamos con Electrobrás y Banco do Brasil, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 54.898.231 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2023, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA.

- Préstamos con BNDES y Banco Itaú, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 96.856.357 cuyo último vencimiento es en junio de 2023 incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.

- Tercera emisión de bonos locales, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 58.385.007 y cuyo último vencimiento es en octubre de 2018, incluye los covenants Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Capacidad de pago de intereses, calculado como EBITDA sobre Gastos Financieros Netos.

- Al 31 de diciembre de 2016, el covenant más restrictivo de Coelce era la razón Deuda/EBITDA correspondiente a la tercera emisión de bonos locales.

Finalmente en Brasil, la deuda de Enel Cien incluye los siguientes covenants:

- Préstamo con BNDES, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 3.839.330 y cuyo vencimiento es en junio de 2020, incluye los covenants, Capacidad de pago de la deuda, calculado como Deuda Neta sobre EBITDA y Razón de Endeudamiento, calculada como Deuda Neta sobre la suma de la Deuda Neta y Patrimonio Líquido.

- Al 31 de diciembre de 2016, el covenant más restrictivo de Enel Cien era la razón de endeudamiento.

En Colombia, la deuda de Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. ("Emgesa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamo bancario con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 29.052.603 y cuyo vencimiento es en junio de 2017, incluye el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA. Sin embargo, la obligación de cumplir con este covenant está sujeta a una rebaja de calificación crediticia de Emgesa que implique la pérdida de su calidad de Investment Grade, según las condiciones establecidas en el contrato. Al 31 de diciembre de 2016, el covenant no se encontraba activo.

Asimismo en Colombia, la deuda de Codensa S.A. ("Codensa"), incluye el siguiente covenant:

- Préstamos bancarios con el Bank of Tokyo, cuyo saldo pendiente de pago al 31 de diciembre de 2016 ascendió a M$ 81.760.157 y cuyo último vencimiento es en junio de 2020, incluyen el covenant Capacidad de pago de la deuda, calculada como Deuda Financiera Neta sobre EBITDA.

El resto de las filiales no mencionadas en esta Nota no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros.

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

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, ni Enel Américas ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros.

33.5 Otras informaciones

Enel Generación Costanera S.A.[1] (ex Central Costanera S.A.)

Contratos de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor

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

El procedimiento implicó la reversión de las deducciones emitidas y aplicadas a Central Costanera conforme a lo instruido mediante las notas S.E. Nº 7594/2013 y Nº 8376/2013, a partir de la entrada en vigencia de esa norma. A contar del mes de enero de 2015, los conceptos a los que renuncia la sociedad son aplicados a la compensación de los fondos que CAMMESA transfiera a la sociedad a partir de dicha fecha para la ejecución de las tareas previstas en los contratos. En el caso que lo acumulado por los conceptos no alcanzase a compensar la totalidad de los fondos transferidos por CAMMESA a Central Costanera, éstos deberán ser acumulados en una cuenta especial denominada "Cuenta Contratos de Disponibilidad".

Con fecha 29 de junio de 2015, la Secretaría de Energía emitió su Nota S.E. Nº 1210/2015 mediante la cual instruyó a CAMMESA el método para adecuar las condiciones de remuneración establecidas en las correspondientes cláusulas de los Contratos de Disponibilidad de Equipamiento Ciclos Combinados y Turbovapor, contemplando los conceptos definidos en las Resoluciones SE. Nº 95/2013 y SE. Nº 529/2014 y demás normativa aplicable.

El 3 de julio de 2015, Central Costanera firmó las adendas con CAMMESA a los Contratos de Compromiso de Disponibilidad de Ciclos Combinados y Turbovapor. Las disposiciones de los Contratos más las modificaciones introducidas por las presentes adendas regulan el acuerdo entre las partes y se entenderán plenamente vigentes hasta que haya finalizado el período de vigencia establecido en los citados contratos. Como consecuencia de ello, durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015 se reconoció una disminución de Arg$ 14,4 millones (M$ 606.885) en los ingresos por ventas y una pérdida neta en los otros ingresos/gastos operacionales de Arg$ 59,2 millones (M$ 2.492.766). A la fecha de los presentes estados financieros, la renuncia según las adendas a los contratos ascendió aproximadamente a Arg$ 902,4 millones (M$ 26.380.577).

El 16 de diciembre de 2016, se firmó la quinta adenda al Contrato de Compromiso de Disponibilidad de Equipamiento Turbovapor en el MEM, mediante la cual se aprobó la reasignación de fondos requeridos para la realización de las obras complementarias en la unidad TurboVapor ("TV") N° 6 por un monto de US$ 5.287.772 (M$ 3.536.277) más impuestos, y se amplía el fondo destinado a las obras complementarias de la TV N° 6 y TV N° 7 por hasta una suma de US$ 10.575.000 (M$ 7.072.190) más impuestos.

El contrato de disponibilidad de equipamiento de ciclos combinados finalizó el 31 de octubre de 2016. Sin perjuicio de ello, actualmente Central Costanera solicitó la ampliación del financiamiento contemplado en el

(1) Con fecha 6 de octubre de 2016, la Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Central Costanera aprobó la reforma del artículo 1° del estatuto social, por el cual se modificó la denominación de Central Costanera S.A. por "Enel Generación Costanera S.A.".

contrato de compromiso de disponibilidad de ciclos y ampliar los montos destinados para el mantenimiento del generador N° 10 del Ciclo Combinado Mitsubishi dentro de dicho contrato por un monto de US$ 4.373.634 (M$ 2.924.933).

Resolución Secretaría de Energía N° 482/2015

El 17 de julio de 2015, y con aplicación a partir de las transacciones económicas correspondientes al mes de febrero de 2015, se publicó la Resolución S.E. Nº 482/2015, la que, entre otros aspectos, actualizó la remuneración de los agentes generadores del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") del tipo térmico convencional o hidráulico nacional (con excepción de los hidráulicos binacionales), reemplazando a tal efecto la Resolución S.E. Nº 529/2014, e incluyó un nuevo concepto remunerativo el Recurso para inversiones FONINVEMEM 2015-2018, el cual es de aplicación desde febrero de 2015 hasta diciembre de 2018, para aquellos generadores que participen de proyectos de inversión aprobados o a aprobarse por la Secretaría de Energía. En ese sentido, se reconoce a cada unidad de generación construida en el marco de las inversiones FONINVEMEM 2015-2018, por un plazo no mayor a 10 años a partir de su habilitación comercial, una Remuneración Directa FONINVEMEM 2015-2018 igual al 50% de la Remuneración Adicional Directa.

Resolución Secretaria de Energía Eléctrica N° 22/2016

El 30 de marzo de 2016, la Secretaría de Energía Eléctrica (S.E.E.), dependiente del Ministerio de Energía y Minería, mediante Resolución N°22/2016, actualizó los valores remunerativos de la Resolución SE N° 482/2015. Es de destacar que los aumentos fueron practicados sobre los conceptos remunerativos que son cobrados por los generadores. Los incrementos en la remuneración de los costos fijos fueron un 70% para las unidades térmicas y un 120% para las centrales hidroeléctricas. En el caso de la remuneración para los costos variables, el aumento fue de un 40% para los generadores térmicos e hidroeléctricos. La Remuneración Mantenimiento No Recurrente se incrementó en un 60% y un 25% para los térmicos e hidroeléctricos, respectivamente, mientras que la remuneración adicional no tuvo variaciones. Se establece la aplicación de esta resolución de manera retroactiva a febrero 2016. Como se enuncia en los considerandos, la norma resultó solamente una medida transitoria a la espera del nuevo marco regulatorio anunciado por el gobierno que fue publicado el 2 de febrero de 2017.

Resolución Secretaria de Energía Eléctrica N° 19/2017

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica la cual reemplaza a la Resolución N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución N° 19/2017 define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de "Compromisos De Disponibilidad Garantizada" junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1° de mayo de 2017 hasta el 31 de octubre de dicho año. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la S.E.E. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo.

La Resolución establece los siguientes valores remunerativos, los cuales se definen en dólares estadounidenses (se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil) y los plazos de vencimiento son los establecidos en los procedimientos de CAMMESA:

Remuneración Por Potencia Para Centrales Térmicas:

Precio Mínimo (desde Febrero 2017)

- Ciclos Grandes: 3.050 US$/MW-mes
- Turbo Vapor Grandes : 4.350 US$/MW-mes
- Turbo Generador Grandes: 3.550 US$/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso

- Mayo 2017 - Octubre 2017: 6.000 US$/MW-mes
- Noviembre 2017 en adelante: 7.000 US$/MW-mes

Precio adicional remuneración con compromiso (Máximo) (*)

- Mayo 2017 – Octubre 2017: 1.000 US$/MW-mes
- Nov 2017 en adelante: 2.000 US$/MW-mes

(*) Es un precio máximo dado que se realizarán ofertas que deberán ser adjudicadas por CAMMESA, de acuerdo con las necesidades que defina para el sistema ante situaciones críticas.

Remuneración por Energía:

Energía Generada:

- Ciclos y Turbo Vapor
- Gas: 5 US$/MWh
- Liquido: 8 US$/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos: 2 US$/MWh;

Los valores de energía son definidos en el Nodo. Se descontará 1 US$/MWh por energía generada por la Central hasta cancelar el saldo del financiamiento para mantenimientos mayores y/o extraordinarios.

Central Costanera se encuentra evaluando el impacto que tendrá la implementación de esta Resolución.

Central Vuelta de Obligado (VOSA)

Durante el mes de diciembre de 2014, se produjo la operación inicial de la Central Vuelta de Obligado (VOSA) a ciclo abierto con dos turbinas de gas de 270 MW cada una.

De acuerdo al informe técnico emitido por las autoridades de VOSA, las turbinas de gas han pasado por todas las pruebas de funcionamiento y su comportamiento ha sido muy bueno, y sólo resta nacionalizar muy pocos componentes para terminar la segunda etapa, por lo que había certeza de que la obra se terminaría y habilitaría.

Por lo antes mencionado, en diciembre de 2015, se contabilizaron los efectos de la re-denominación a dólares estadounidenses (US$) de las cuentas por cobrar previamente denominadas en pesos argentinos.

La re-denominación a dólares estadounidenses generó ingresos por los siguientes conceptos:

- Diferencia de cambio por la re-denominación a US$ de las cuentas por cobrar a un tipo de cambio menor al tipo de cambio de cierre del ejercicio 2015 por un total de Arg$ 1.323.430.283 (M$ 93.699.288) en Enel Generación El Chocón; Arg$ 129.092.580 (M$ 9.139.796) en Enel Generación Costanera S.A.; y Arg$ 546.902.547 (M$38.720.876) en Central Dock Sud.

- Intereses devengados entre la fecha de vencimiento de cada LVFVD aportada al proyecto VOSA y la fecha de firma del Acuerdo, a la tasa que obtiene CAMMESA en sus colocaciones financieras, capitalizados y re-denominadas a US$ de acuerdo con lo comentado en el punto anterior, por un total de Arg$ 49.797.906 (M$ 3.525.708) en Enel Generación El Chocón.

- Intereses devengados sobre las acreencias re-denominadas a US$, una vez adicionados los intereses del punto antes referidos, a una tasa LIBOR 30 días más 5%, por un total de Arg$ 493.816.698 (M$ 34.962.380) en Enel Generación El Chocón; Arg$ 43.989.703 (M$ 3.114.485) en Enel Generación Costanera S.A.; y Arg$ 218.604.914 (M$ 15.477.298) en Central Dock Sud.

Con fecha 12 de febrero de 2016, General Electric International Inc. ("GE") ha iniciado un reclamo de mayores costos al Fideicomiso VOSA a través de la cláusula contractual de "negociaciones amistosas". Durante el mes de septiembre de 2016, a causa de los sobrecostos derivados de la inflación, las negociaciones han terminado en un proceso de arbitraje previsto en el contrato. VOSA considera que dichos reclamos son infundados e injustificados. Sin perjuicio de ello, el reclamo podría tener un impacto en el ritmo de la finalización de la planta, siendo que el mismo se ve acompañado de adicionales incumplimientos de hitos de obra por parte de GE. VOSA, actuando en representación del Fideicomiso VOSA, ha ejecutado y continuará ejecutando garantías contractuales frente a dichos incumplimientos.

No obstante ello, en opinión de la gerencia del Grupo, si bien dicha situación podría tener un impacto en el ritmo de finalización de la obra, no existen dudas de que la misma será concluida.

Deudas CAMMESA

Debido a ciertas dificultades financieras, Central Costanera solicitó adelantos de fondos a cuenta de futuros ingresos a fin de atender necesidades operativas impostergables para el funcionamiento de la Central. Como consecuencia, CAMMESA transfirió a Central Costanera durante el período marzo 2015 – mayo 2016 un total de Arg$ 835.925.787 (M$ 35.941.122) ("los Anticipos") supeditado al compromiso de celebrar un contrato que instrumente tales transferencias y la metodología de cancelación.

Asimismo, en función de lo anterior, Central Costanera informó que según las previsiones realizadas, para atender en tiempo y forma las necesidades operativas de la Central hasta el 31 de diciembre de 2016, requiere contar con la suma adicional de Arg$ 464.074.213 (M$ 19.532.550). Con fecha 10 de agosto de 2016, la Subsecretaría de Energía Eléctrica, autorizó el adelanto de estos fondos solicitados por Central Costanera e instruyó a CAMMESA a suscribir los documentos necesarios a fines de instrumentar la transferencia de los Anticipos y la metodología de cancelación de los mismos.

El 18 de agosto de 2016, CAMMESA y Central Costanera formalizaron un contrato de mutuo y cesión de créditos en garantía, por un monto de Arg$ 1.300 millones (M$54.716.064) necesarios para financiar la operación de la Central. El pago será realizado en un máximo de 48 cuotas mensuales iguales y consecutivas, con un plazo de gracia de 12 meses, a contar desde la entrega del último adelanto parcial o el día 31 de diciembre de 2016 como fecha límite, lo que ocurra primero, a las que se les aplicará intereses a la tasa equivalente al rendimiento medio mensual obtenido por CAMMESA en sus colocaciones financieras.

A la fecha de los presentes estados financieros, Central Costanera ha recibido desembolsos por parte de CAMMESA por Arg$ 953.925.787 (M$ 40.150.050) a fin de financiar las necesidades operativas. Al 31 de diciembre de 2016, el saldo adeudado a CAMMESA asciende a Arg$ 1.274.204.700 (M$ 53.621.742) y se encuentra clasificado como "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes" (Al 31 de diciembre de 2015, se recibieron desembolsos de CAMMESA por Arg$ 570.925.787 (M$ 24.029.855), y

el saldo adeudado fue de Arg$ 632.098.888 (M$ 26.604.587) y se encuentra clasificado como "Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes").

Central Costanera ha garantizado la devolución de los anticipos mediante la constitución de una prenda con registro en primer grado sobre las unidades COSTTV01-02-03-04-06-07 y con la cesión del 100% de sus cuentas por cobrar en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Edesur S.A.

Resolución Secretaría de Energía N° 32/2015

Con fecha 11 de marzo de 2015, la Secretaría de Energía emitió la Resolución N° 32/2015, que entre los puntos más importantes, estableció lo siguiente: (i) aprobar un aumento transitorio para Edesur con vigencia a partir del 1° de febrero de 2015 destinado exclusivamente al pago de la energía que se adquiere al mercado eléctrico, de salarios y de provisiones de bienes y servicios; dicho aumento, a cuenta de la Revisión Tarifaria Integral (RTI), surge de la diferencia entre un cuadro tarifario teórico y el cuadro tarifario vigente para cada categoría de usuarios, de acuerdo con los cálculos del Ente Nacional Regulador de la Electricidad ("ENRE"), que no se trasladará a tarifa sino que fue cubierto mediante transferencias de CAMMESA con fondos del Gobierno Nacional; (ii) considerar a partir del 1° de febrero de 2015 los fondos del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) como parte de los ingresos de Edesur, también a cuenta de la RTI; (iii) reiterar el procedimiento del Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el 31 de enero de 2015; e (iv) instruir a CAMMESA a emitir LVFVD por los montos que hubiere determinado el E.N.R.E. en virtud de los mayores costos salariales de la Sociedad originados por la aplicación de la Resolución N° 836/2014 de la Secretaría de Trabajo. Adicionalmente, permite la cancelación de saldos remanentes a favor del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) mediante un plan de pagos a definir. Asimismo, instruyó al E.N.R.E. a iniciar las acciones previas del proceso de la RTI. Como consecuencia de la Resolución N° 32/2015, se reconocieron durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2015, ingresos por Ch$ 352.108 millones, los cuales se presentaron en el estado de resultados integrales consolidados como sigue: Ch$ 264.987 millones por el ítem (i) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza" y Ch$ 644 millones en la línea "Ingresos financieros"; Ch$ 33.972 por el ítem (ii) clasificados como "Ingresos de actividades de la operación" (Ventas de Energía); Ch$ 11.551 millones por el ítem (iii) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza"; y Ch$ 40.953 millones por el ítem (iv) clasificados como "Otros ingresos, por naturaleza".

Según lo previsto en el Art. 5° de la Resolución SE N° 32/2015, el aumento transitorio aprobado por la misma fue posteriormente actualizado mediante las Notas SE N° 2097 y 2157, del 12 y el 16 de noviembre de 2015, respectivamente, como resultado del monitoreo periódico realizado por el ENRE de la evolución de los costos operativos de Edesur. Por la Resolución SE N° 32/2015 y las posteriores notas de la SE que actualizaron el valor del concepto mencionado en (i), durante el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2016, se reconocieron ingresos por Arg$ 395 millones (M$18.091.302), que se encuentran presentan en el estado del resultado integral en la línea "Otros ingresos por naturaleza".

La Resolución SE N° 32/2015 permitió la cobertura de costos operativos, mientras que las inversiones siguieron siendo financiadas a través de mutuos con CAMMESA. Al mismo tiempo, deja sujeto el repago de los saldos remanentes a favor del MEM a la definición de un plan de pagos, el cual a la fecha de estos estados financieros aún se encuentra pendiente.

Emergencia del Sector Eléctrico Argentino

Con fecha 16 de diciembre de 2015, mediante el Decreto 134/2015, se declaró la emergencia del Sector Eléctrico Nacional con vigencia hasta el 31 de diciembre de 2017. Por el mismo, se instruye al Ministerio de Energía y Minería ("MINEM") para que elabore, ponga en vigencia e implemente un programa de acciones que sean necesarias en relación con los segmentos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica de jurisdicción nacional, con el fin de adecuar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y garantizar la prestación de los servicios públicos de electricidad en condiciones técnicas y económicas adecuadas.

Resolución MINEM N° 6/2016

El 25 de enero de 2016, el MINEM emitió la Resolución N° 6/2016 que aprueba la Reprogramación Trimestral de Verano para el MEM y establece los precios de referencia estacionales de la potencia y energía correspondientes al período febrero a abril de 2016.

Adicionalmente, para avanzar hacia una gestión adecuada de la demanda mediante incentivos al ahorro y el uso racional de la energía eléctrica de usuarios finales residenciales, se incorporó a través del MEM, un sistema de incentivos ("Plan Estímulo") que se traducirá en un mecanismo de disminución del precio de la energía sancionado como contrapartida del esfuerzo de cada usuario residencial en la reducción del consumo innecesario, que surgirá de comparar el consumo mensual de energía con el registrado en igual mes del año 2015.

Por otra parte, la Resolución N° 6/2016 define un volumen de energía a un precio denominado "Tarifa Social", para ser transferido a precio mínimo a quienes integren el universo de usuarios finales que carezcan de capacidad de pago suficiente para afrontar los precios establecidos con carácter general, según los criterios de calificación y asignación que comunique el Ministerio de Desarrollo Social.

El acceso a los precios mayoristas reducidos para Tarifa Social y estímulo al ahorro estará condicionado al cumplimiento, por parte de las Distribuidoras, de las obligaciones de pago en el MEM exigibles desde la entrada en vigencia de la Resolución N° 6/2016. Asimismo, las Distribuidoras que tenían deudas con CAMMESA a la fecha de emisión de la resolución, deberían, en un plazo no menor a los 30 días corridos, acordar un plan de pagos para la cancelación de la deuda en mora y, además, garantizar el pago de sus compras en el MEM a través de la cesión de sus créditos por cobranzas u otro mecanismo alternativo equivalente a satisfacción de CAMMESA, que permita asegurar tanto el cobro de la facturación corriente como el de la cuotas a abonar derivadas del acuerdo de pago a suscribirse por la deuda en mora. Con fecha 21 de marzo de 2016, Edesur presentó una propuesta de pago, condicionando la misma a los efectivos resultados del proceso de RTI comprometido por la Resolución N° 6/2016. Con posterioridad, CAMMESA solicitó a todas las distribuidoras realizar mejoras a los planes de pago presentados. A la fecha de los presentes estados financieros consolidados dicha nueva propuesta aún está siendo analizada.

Resolución MINEM N° 7/2016

Con fecha 27 de enero de 2016, fue emitida la Resolución MINEM N° 7/2016 que instruyó al ENRE a:

- Efectuar un ajuste del Valor Agregado de Distribución ("VAD") en los cuadros tarifarios de Edesur, a cuenta de la RTI y en el marco de Régimen Tarifario de Transición establecido en el Acta Acuerdo.

- Aplicar una Tarifa Social al universo de usuarios que resulten de la aplicación de ciertos criterios de elegibilidad, a saber: (i) ser jubilado o pensionado por un monto equivalente a dos veces el haber mínimo nacional; (ii) personas con empleo en relación de dependencia que perciben una remuneración bruta menor o igual a dos salarios mínimos, vital y móvil; (iii) ser titular de programas sociales; (iv) estar inscrito en el Régimen de

Monotributo Social; (v) estar incorporado en el Régimen Especial de Seguridad Social para empleados del servicio doméstico; y (vi) estar percibiendo seguro de desempleo; o contar con certificado de discapacidad, quedando excluidos del beneficio en caso de ser propietarios de más de un inmueble, de automóviles cuyos modelos tengan hasta 15 años de antigüedad, o de aeronaves o embarcaciones de lujo.

- Incluir en los cuadros tarifarios el plan de ahorro de energía eléctrica resultante de los establecido en la Resolución MINEM N° 6/2016.

- Llevar a cabo todos los actos necesarios a efectos de proceder a la RTI, la que debía entrar en vigencia antes del 31 de diciembre de 2016.

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

- Asimismo, la Resolución MINEM N° 7/2016 deja sin efecto el PUREE a partir de la puesta en vigencia de los nuevos valores tarifarios y dispone que cesará la aplicación de los mecanismos de financiación de planes de obras instrumentados mediante contratos de mutuo con CAMMESA.

Por último, establece que la distribución de dividendos debe ajustarse al Acta Acuerdo, que la subordina a la verificación por parte del ENRE del cumplimiento del plan de inversiones.

Resoluciones ENRE

En cumplimiento con lo anterior, con fecha 29 de enero de 2016, el ENRE emitió las Resoluciones N° 1/2016 y N° 2/2016. La primera de ellas aprueba los valores del cuadro tarifario de Edesur con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 1° de febrero de 2016, mientras que la segunda da por finalizado al 31 de enero de 2016 el actual esquema del fideicomiso Fondo para Obras de Consolidación y Expansión de Distribución Eléctrica ("FOCEDE") para la administración de los fondos resultantes de la aplicación de la Resolución ENRE N° 347/2012.

Las mencionadas resoluciones suponen efectos significativos en diferentes áreas del negocio de Edesur. Además de lo referente a los incrementos en los montos de facturación evidenciados en la línea "Ingresos por actividades ordinarias" del estado de resultados integral, también conllevó un efecto significativo en la actualización del valor de las multas que se ajustan en línea con las variaciones en el VAD. En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, la actualización del valor de las multas implicó una pérdida financiera de aproximadamente (Arg$ 1.029 millones) (M$ 47.110.667) que se presenta en la línea "Costos financieros" (Ver Nota 31) del estado del resultado integral.

Con fecha 21 de marzo de 2016, el ENRE emitió Resolución N° 31/2016 que obliga a Edesur a indemnizar a cada uno de los usuarios residenciales que hubieran sido afectado por las interrupciones de suministro de energía, ocurridas durante el período comprendido entre el 12 de febrero de 2016 y el 18 de febrero de 2016 con montos que varían según la cantidad de horas de corte, cuyo impacto total ascendió a Arg$ 88 millones (M$ 3.710.843).

Con fecha 5 de abril de 2016, se publicaron las resoluciones ENRE N° 54/2016 y N° 55/2016. La primera de ellas, resuelve llevar adelante el procedimiento tendiente a la contratación de los servicios de consultoría para la realización de la RTI, y aprueba el pliego de bases y condiciones particulares al efecto.

Por su parte, la Resolución ENRE N° 55/2016 aprueba el programa para la RTI en el año 2016, definiendo los criterios y metodología a los que deberá sujetarse Edesur para realizar los estudios tarifarios en dicho proceso, como asimismo el plan de trabajo. Para la elaboración de las propuestas tarifarias, el ENRE informó que los parámetros de calidad objetivo y los criterios de gestión que deberán ser contemplados, así como también la tasa de rentabilidad que se deberá tener en cuenta para el cálculo del costo propio de distribución.

Con fecha 27 de abril de 2016, se publicó la resolución SE N° 41/2016 por la cual se aprueba la Programación Estacional de Invierno para el MEM elevada por CAMMESA, correspondiente al período comprendido entre el 1° de mayo de 2016 y el 31 de octubre de 2016, Con valores coincidentes a los establecidos en la Resolución MINEM N° 6/2016 del día 27 de enero de 2016.

Mediante la Resolución ENRE N° 290/2016, el ENRE instruyó a las empresas distribuidoras a eliminar el recargo del seis por mil establecido por el Artículo 1 de la Ley N° 23.681, a partir de las facturaciones que incluyan fechas de lectura de medidores posteriores a la entrada en vigencia del Decreto N° 695/2016.

El día 7 de julio de 2016, la Sala II de la Cámara Federal de La Plata decretó una medida cautelar disponiendo la suspensión de los efectos de las Resoluciones MINEM N° 6/2016 y N° 7/2016 y la Resolución ENRE N°1/2016 para el ámbito geográfico de la Provincia de Buenos Aires, y por el plazo de tres meses. De esta manera, se suspendió la aplicación de las mencionadas resoluciones por tres meses o hasta que la Corte Suprema dictase sentencia (lo que ocurriese primero) para los clientes de la Provincia de Buenos Aires.

Con fecha 15 de julio de 2016, Edesur fue notificado por el ENRE que a partir de ese momento, y por el plazo de tres meses (o sentencia previa de la Corte Suprema), regirían las tarifas y condiciones existentes al 31 de enero de 2016. Adicionalmente, quedaría sin efecto la aplicación de la Tarifa Integral Social.

Con fecha 6 de septiembre de 2016, la Corte Suprema dictó sentencia revocando la medida cautelar dictada por la Sala II de la Cámara Federal de Apelaciones de La Plata. En virtud de ello, con fecha 12 de septiembre de 2016, se instruyó a CAMMESA a aplicar el cuadro tarifario aprobado por la Resolución ENRE N°1/2016 en la facturación que emita a partir de la fecha de notificación de dicha fecha, en los partidos del Gran Buenos Aires comprendidos en el área de concesión, salvo en aquellos en los que aún subsistiese vigente una medida cautelar.

Con fecha 27 de septiembre de 2016, el MINEM instruyó a CAMMESA a facilitar el pago de los montos que deban abonarle a los agentes del MEM (facturados o no a la fecha de la presente medida), por haber quedado sin efecto las distintas medidas cautelares que suspendieron transitoriamente la aplicación de las Resoluciones MINEM N° 6/2016 y N° 7/2016 y la Resolución ENRE N°1/2016. El pago será realizado 4 cuotas mensuales, iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016.

El ENRE, a través de la Resolución N° 522/2016 del día 28 de septiembre de 2016, convocó a audiencia pública con el objeto de poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las Propuestas Tarifarias presentadas por las empresas distribuidoras para el próximo período quinquenal.

En esa misma fecha, el ENRE emitió su Resolución N° 523/2016 que dispone, en relación a los montos no abonados (facturados o no facturados a la fecha de publicación de la mencionada resolución) por los usuarios de cualquier categoría, como consecuencia de la aplicación de la medida cautelar, a otorgar a dichos usuarios, como facilidad de pago, la cancelación de los montos adeudados hasta el momento de su facturación, en 4 cuotas mensuales iguales y consecutivas, sin intereses ni recargos relacionados con la falta de pago, la primera

de ellas, con vencimiento en el mes de octubre de 2016. La misma también establece que, por el término de 60 días corridos, no podrían aplicarse notificaciones de deuda previos a corte de suministro.

Con fecha 6 de octubre de 2016, el Juzgado Federal Nº 1 de San Martín declaró la inaplicabilidad del cuadro tarifario fijado por las Resoluciones MINEM N° 6/2016 y 7/2016 y la Resolución ENRE N° 1/2016, a los usuarios categoría T1 (o Pequeña Demanda).

Con fecha 25 de octubre de 2016, Edesur fue notificada por el ENRE que el cumplimiento de esta sentencia se encontraba suspendido, en virtud de los recursos de apelación interpuestos por el ENRE, el MINEM y los actores, y que hasta tanto fueran resueltos, seguirían siendo de aplicación las Resoluciones MINEM N° 6 y 7/2016 y la Resolución ENRE N° 1/2016.

En el marco del proceso de la RTI, con fecha 28 de octubre de 2016, se llevó a cabo la audiencia pública para poner en conocimiento y escuchar opiniones sobre las propuestas tarifarias que las empresas distribuidoras presentaron al ENRE conforme a la Resolución ENRE N°55/2016.

En su exposición, Edesur presentó una síntesis de su propuesta para los próximos 5 años y destacó especialmente la significativa inversión proyectada para el período 2017-2021. Asimismo, afirmó que se está haciendo foco en la mejora de la calidad del servicio a través de la reducción de los tiempos de restitución del suministro, la optimización en la atención comercial y la incorporación de tecnología en todo el proceso operativo.

Con fecha 14 de noviembre de 2016, el ENRE publicó una nota en relación a dicha audiencia, comprometiéndose en un plazo de 30 días, a partir del 11 de noviembre de 2016, a dictar resolución final de la Audiencia Pública.

En cumplimiento de lo anterior, el 30 de diciembre de 2016, el ENRE publicó la Resolución ENRE N° 626, aprobando el documento denominado "Resolución Final Audiencia Pública" con el objeto de poner en conocimiento y responder las opiniones vertidas sobre las propuestas tarifarias presentadas por las empresas y con carácter previo a definir las tarifas a aplicar. Asimismo, traslada a consideración de la Subsecretaría de Coordinación de Política Tarifaria del MINEM aquellos temas planteados en la audiencia, que no son competencia de dicho Ente.

Con fecha 31 de enero de 2017, el Ministro de Energía y Minería anunció los aumentos de tarifa que se aplicarán al servicio de energía eléctrica para los usuarios de Edesur, sobre los consumos a partir del 1° de febrero de 2017.

Según el anuncio, la subida para usuarios residenciales variará entre un 61% y un 148%, según el nivel de consumo, y contempla un estímulo al ahorro a través de menores aumentos para aquellos usuarios que consuman menos que en el mismo período de 2015.

Como consecuencia de lo anterior, el 1° de febrero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 64/17, posteriormente rectificadas por las Resoluciones ENRE N° 83/2017 y 92/2017, que aprueba los valores del nuevo cuadro tarifario.

La demora en el cumplimiento de ciertos hitos previstos en el Acta Acuerdo afectó el índice de liquidez. Edesur considera que estos efectos adversos causados por la falta de concreción oportuna de legítimos derechos al ajuste de sus ingresos, se revertirá de manera efectiva con la recomposición tarifaria.

Enel Generación Argentina S.A. (Ex Endesa Argentina)

Transferencia de Acciones

Enel Américas S.A. transfirió a su filial Enel Generación Argentina S.A. (ex Endesa Argentina) la totalidad de su participación accionaria en (i) Edesur consistente en 387.263.754 acciones representativas del 43,10% de su capital social; (ii) Enel Generación Costanera consistente en 174.414.427 acciones representativas del 24,85% de su capital social; (iii) Enel Generación Hidroeléctrica El Chocón consistente en 7.405.768 acciones representativas del 2,48% del capital social; y (iv) Central Dock Sud, consistente en 290.535.500 acciones representativas del 0,24 % del capital social.

Esta transacción fue registrada como una combinación de negocios de entidades bajo control común de acuerdo con la política contable descrita en la Nota 2.7.6, que resultó en el registro de un cargo por M$ 12.174 en otras reservas en Patrimonio.

34. Dotación

La distribución del personal de Enel Américas, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2016 y 2015, era la siguiente:

	31/12/2016				
País	**Gerentes y Ejecutivos Principales**	**Profesionales y Técnicos**	**Trabajadores y Otros**	**Total**	**Promedio del período**
Chile	8	49	5	**62**	55
Argentina	50	3.748	1.137	**4.935**	4.902
Brasil	25	1.888	586	**2.499**	2.548
Perú	43	887	-	**930**	935
Colombia	37	1.820	41	**1.898**	1.910
Total	**163**	**8.392**	**1.769**	**10.324**	**10.350**

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

Es importante destacar que las operaciones que Enel Américas realiza en Chile, a contar del 1 de marzo de 2016, forman parte de la nueva sociedad denominada Enel Chile (ver Nota 5.1).

35. Sanciones

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

Filiales

1. Edesur S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, se encontraban pendientes de resolución siete sanciones del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE), por incumplimientos de calidad técnica y calidad comercial por un monto de Arg$ 31 millones (aproximadamente M$ 1.309.499) y una sanción por incumplimiento de normas de seguridad en la vía pública por un monto de Arg$ 21, 8 millones (aproximadamente M$ 920.153). Todas estas sanciones fueron oportunamente apeladas por Edesur.

2. Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera)

Al 31 de diciembre de 2016, se encuentra pendiente de resolución un recurso de apelación contra una multa impuesta por la Administración Federal de Ingresos Públicos ("AFIP") durante el año 2015 por Arg$ 58.480 pesos argentinos (aprox. M$ 2.464). Asimismo, junto a dicha sanción, se dispuso el pago de una diferencia de tributos de $ 9.746,63 pesos argentinos (aprox. M$ 411), por infracción al artículo 970 del Código Aduanero. Dicha sanción fue apelada y se encuentra pendiente de resolución, toda vez que se cumplió con el retorno de la exportación temporal en tiempo y forma legal, circunstancia que acreditó con la presentación de la documentación respaldatoria correspondiente.

Adicionalmente, la Prefectura Nacional Argentina (PNA) impuso una sanción por Arg$ 52.500 (aproximadamente M$ 2.212), por vertimiento de productos contaminante a las aguas del Rio de la Plata, desde uno de los vertederos de la Central. La multa fue pagada el 13 de junio de 2016.

Finalmente, con fecha 13 de diciembre de 2016, la Dirección de Residuos Peligrosos impuso una multa por Arg$ 54.000 (aproximadamente M$ 2.275) por infracción a la Ley 24.051 de residuos peligrosos.

3. Ampla Energía S.A.

Al 31 de diciembre de 2016, Ampla Energía S.A. ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativos por los siguientes asuntos:

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 39 sanciones por un monto total de € 2,8 millones (aproximadamente M$ 2.098.402) por incumplimientos de normas.

- Regulatorios: Se encuentran pendientes 9 sanciones, por un monto total de €1,6 millones (aprox. M$ 1.163.920) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 8 sanciones por un monto total de €1,1 millones (aproximadamente M$ 822.077).

- Medioambientales: Se encuentran pendientes de pago 156 sanciones por incumplimiento de normas por un monto total de €1,4 millones (aprox. M$ 1.060.779), en contra de las cuales hemos presentado recursos administrativos. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 7 sanciones por un monto total de € 19.593 (aproximadamente M$ 14.665).

- Laborales: Se encuentran pendientes 14 sanciones (sin valor a la fecha) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 3 sanciones por un monto total de € 3.132 (aproximadamente M$ 2.344).

4. Companhia Energética do Ceará (Coelce)

Al 31 de diciembre de 2016, Coelce ha recibido y pagado sanciones de autoridades administrativas por los siguientes asuntos

- Defensa de los consumidores: Se encuentran pendientes 15 sanciones por un monto total de € 0,2 millones (aproximadamente M$ 166.452) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 5 sanciones por un total de € 5.168 (aproximadamente M$ 3.868).

- Regulatorios: Se encuentran pendientes 13 sanciones por un monto total de € 8,4 millones (aprox. M$ 6.257.673) por incumplimientos de normas. Durante el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2016, se han pagado 15 sanciones por un monto total de € 6,8 millones (aproximadamente M$ 5.089.941).

- Medioambientales: Se encuentran pendientes 2 sanciones por un monto total de € 8.746 (aproximadamente M$ 6.546) por incumplimientos de normas.

- Laborales: Se encuentran pendientes 17 sanciones por un monto total de €2.4 millones (aprox. M$ 1.765.576) por incumplimientos de normas.

5. Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Perú ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) impuso sesenta y ocho multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 7,8 millones (aproximadamente M$ 1.548.386) habiéndose cancelado un total de veintidós multas por un monto total de S/. 2,1 millones (aproximadamente M$ 422.592).

  Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/. 923 (aproximadamente $ 184) por incumplir las normas regulatorias, la multa fue pagada en su totalidad.

- La Superintendencia Nacional de Aduanas y Administración Tributaria (SUNAT) impuso diversas multas, habiéndose pagado multas por un monto total de S/. 7,7 millones (aproximadamente M$ 1.537.960).

6. Enel Generación Perú S.A.A (ex Edegel S.A.A.)

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Generación Perú ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN impuso diversas multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 2,4 millones (aproximadamente M$ 479.977), habiéndose pagado multas por un monto total de S/. 0,2 millones (aproximadamente M$ 44.024).

- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 28,9 millones (aproximadamente M$ 5.771.402), habiéndose pagado multas por un monto de S/. 0,3 millones (aproximadamente M$ 63.221).

- La Municipalidad de Callahuanca impuso una multa por incumplimientos a las normas de seguridad por un monto total de S/. 37.000 (aproximadamente M$ 7.372). La multa ha sido impugnada por lo que no ha sido pagada.

7. Enel Generación Piura S.A. (ex Empresa Eléctrica de Piura S.A.)

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Generación Piura ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 0,8 millones (aproximadamente M$ 155.745) habiéndose pagado multas por un monto total de S/. 0,6 millones (aproximadamente M$ 124.473).

Asimismo, se recibió una multa ascendente a S/. 923 (aproximadamente $ 184) por incumplir las normas regulatorias, la multa fue pagada en su totalidad.

- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 10 millones (aproximadamente M$ 1.996.250) habiéndose pagado multas por un monto total de S/. 30.383 (aproximadamente M$ 6.054).

8. Chinango S.A.C.

Al 31 de diciembre de 2016, Chinango ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- El OSINERGMIN ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total de S/. 97.607 (aproximadamente M$ 19.448), habiéndose pagado el total de dichas multas.

- La SUNAT ha sancionado con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 2,4 millones (aproximadamente M$ 479.274), no habiendo pagado a la fecha ninguna de estas multas.

9. Generalima S.A.C.

Al 31 de diciembre de 2016, la SUNAT sancionó a Generalima con multas por incumplimientos a las normas tributarias por un monto total de S/. 15.972 (aproximadamente M$ 3.182), habiéndose cancelado el total de dichas multas.

10. Emgesa

Al 31 de diciembre de 2016, Emgesa ha recibido multas de las siguientes autoridades administrativas:

- La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ("ANLA") confirmó la sanción impuesta por un monto de Col$ 2.503 millones (aproximadamente M$ 558.487), por el presunto incumplimiento a la Licencia Ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. Emgesa iniciará acciones judiciales en contra de esta sanción.

- La Corporación Autónoma Regional ("CAM") se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a Emgesa por infracción a la normativa ambiental por un monto total de Col$ 759 millones (aproximadamente M$ 169.306), resolviendo disminuir el monto de la sanción a Col$ 492 millones (aproximadamente M$ 109.769).

- Adicionalmente, la CAM impuso dos sanciones por un monto total de Col$ 101.340.014 (aproximadamente M$ 22.609) por no tener el permiso de vertimientos en los reasentamientos de Montea y de Santiago y Palacios.

11. Codensa

Al 31 de diciembre de 2016, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ("SSPD") multó a Condensa por un monto total de Col$ 20,6 millones (aproximadamente M$ 4.600) por incorrecta aplicación de la tarifa al usuario Hard Body.

Al 31 de diciembre de 2016, está pendiente el pronunciamiento de la Superintendencia de Industria y Comercio respecto al recurso de apelación interpuesto contra resolución que impone a Codensa con una multa de Col$ 11.031.264 (aproximadamente M$ 2.461), por incumplimiento de las órdenes e instrucciones impartidas en cuanto al requerimiento de información sobre los términos y condiciones del cupón denominado 24 horas 7454-123 farmacia servicio a domicilio gratis, el recurso de reposición fue confirmado

Enel Américas y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la Superintendencia de Valores y Seguros, ni por otras autoridades administrativas de los distintos países en los que opera.

36. Medio Ambiente

Los gastos ambientales por los ejercicios terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
EMGESA	Manejo ambiental HIDRA	Plan socio ambiental Centrales Térmicas
		Plan socio ambiental Centrales Hidráulicas
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales
EDESUR	Actividades de prevención	Protección inversión medioambiente
	Material contaminante	Manipulación de material contaminante
CODENSA	Desmantelamiento PCBS	Desmantelamiento de Transformadores con residuos de PCBS
	Nueva Esperanza Rescate Arqueológico	Rescate de restos arqueológicos de cultura Herrera, en la ubicación donde se construirá la subestación de Nueva Esperanza.
	Nueva Esperanza Compensación Ambiental	Compensación Ambiental por la construcción de la subestación Nueva Esperanza
	Desamantelamiento central Río Negro	Contingencia Planta Hidroeléctrica Río Negro
Total		

	31/12/2016 M$					
Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
En proceso	989.582	989.582	-	-	-	**989.582**
En proceso	4.280.036	4.280.036	-	72.259.750	31/12/20	**76.539.786**
En proceso	37.390	-	37.390	-	31/12/16	**37.390**
En proceso	125.947	-	125.947	-	31/12/16	**125.947**
En proceso	266.073	-	266.073	-	31/12/16	**266.073**
En proceso	204.982	-	204.982	-	31/12/16	**204.982**
En proceso	7.041	-	7.041	-	31/12/16	**7.041**
En proceso	-	-	-	-	31/12/16	**-**
En proceso	-	-	-	-	31/12/16	**-**
En proceso	10.198	-	10.198	-	31/12/16	**10.198**
En proceso	335.969	-	335.969	-	31/12/16	**335.969**
En proceso	41.525	-	41.525	-	31/12/16	**41.525**
En proceso	751	-	751	-	31/12/16	**751**
En proceso	44.214	44.214	-	-	31/12/16	**44.214**
En proceso	71.295	-	71.295	-	31/12/16	**71.295**
En proceso	792.848	836.224	(43.376)	4.654.504	31/12/27	**5.447.352**
En proceso	64.812	64.812	-	-	31/12/19	**64.812**
En proceso	1.160.202	1.044.507	115.695	497.057	31/12/19	**1.657.259**
En proceso	338.126	-	338.126	2.430.519	31/12/36	**2.768.645**
	8.770.991	**7.259.375**	**1.511.616**	**79.841.830**		**88.612.821**

Compañía que efectúa el desembolso	Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente
EMGESA	Proyecto Central hidroeléctrica el Quimbo	Manejo ambiental construcción Central el Quimbo
	Manejo ambiental HIDRA	Plan manejo ambiental centrales
ENEL GENERACIÓN PERÚ	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales
	Mitigaciones y restauraciones	Protección y recuperación del suelo y agua
	Compensaciones por impactos	Compensaciones, aumentos de áreas verdes
CHINANGO	Actividades de prevención	Protección de la biodiversidad del medio ambiente, tratamiento de aguas residuales
	Paisajismo y áreas verdes	Mantenimiento de áreas verdes, paisajismo y fauna menor
	Monitoreos ambientales	Protección del aire y clima, reducción del ruido, protección contra la radiación
	Gestión de residuos	Manejo de residuos peligrosos
	Estudios ambientales	Estudios sobres aspectos ambientales
EDESUR	Material contaminante	Manipuleo de material contaminante
	Recuperacion trafos	Proyecto inversion en medio ambiente
CODENSA	Desmantelamiento pcbs	Desmantelamiento de Transfformadores con residuos de PCbs
	Nueva espeanza rescate arqueologico	Compensación Ambiental por la construccion de la subestacion Nueva Esperanza
	Nueva esperanza compensacion ambiental	Rescate de restos arqueologicos de cultura Herrera años a.c, en la ubicación donde se contruira la subetacion de Nueva Esperanza.
Total		

	31/12/2015					
Estado del proyecto [Terminado, En proceso]	Monto desembolsos	Monto Activado	Monto Gasto	Monto desembolso a futuro	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos
En proceso	135.659	135.659	-	-	-	**135.659**
En proceso	45.987.062	45.987.062	-	58.798.769	31/12/20	**104.785.831**
Terminado	100.570	-	100.570	-	31/12/15	**100.570**
Terminado	205.882	-	205.882	-	31/12/15	**205.882**
Terminado	189.528	-	189.528	-	31/12/15	**189.528**
Terminado	21.373	-	21.373	-	31/12/15	**21.373**
Terminado	2.549	-	2.549	-	31/12/15	**2.549**
Terminado	144.590	-	144.590	-	31/12/15	**144.590**
Terminado	71.560	-	71.560	-	31/12/15	**71.560**
Terminado	8.487	-	8.487	-	31/12/15	**8.487**
Terminado	277.223	-	277.223	-	31/12/15	**277.223**
Terminado	34.960	-	34.960	-	31/12/15	**34.960**
Terminado	19.703	-	19.703	-	31/12/15	**19.703**
En proceso	44.281	-	44.281	-	-	**44.281**
En proceso	30.005	30.005	-	-	-	**30.005**
En proceso	489.659	489.659	-	-	-	**489.659**
Terminado	458.328	458.328	-	-	31/12/15	**458.328**
En proceso	432.514	432.514	-	-	-	**432.514**
	48.653.933	**47.533.227**	**1.120.706**	**58.798.769**		**107.452.702**

37. Información financiera resumida de filiales

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 31 de diciembre de 2016 y 2015, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera:

	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	Total de Patrimonio y Pasivos M$
Chilectra Américas S.A. (1)	Consolidado	-	-	-	-	-	-	-
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	17.950.619	47.930.837	65.881.456	70.732	-	65.810.724	65.881.456
Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Separado	127.455.526	699.734.546	827.190.072	197.041.479	295.981.622	334.166.971	827.190.072
Endesa Américas S.A. (1)	Separado	-	-	-	-	-	-	-
Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.)	Separado	4.265.706	45.089.825	49.355.531	2.794.939	-	46.560.592	49.355.531
Enel Generación Costanera S.A (ex Central Costanera S.A.)	Separado	42.859.190	144.780.468	187.639.658	66.627.887	99.471.471	21.540.300	187.639.658
Enel Generación El Chocón S.A. (ex Hidroeléctrica El Chocón S.A.)	Separado	55.905.580	211.727.232	267.632.812	71.822.321	51.695.361	144.115.130	267.632.812
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	194.055.840	1.815.876.769	2.009.932.609	283.131.788	949.335.325	777.465.496	2.009.932.609
Generandes Perú S.A.	Separado	734.997	215.178.719	215.913.716	55.706	-	215.858.010	215.913.716
Enel Generación S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Separado	175.056.196	649.569.786	824.625.982	130.676.656	174.864.322	519.085.004	824.625.982
Chinango S.A.C.	Separado	22.816.274	95.578.757	118.395.031	10.691.419	34.063.755	73.639.857	118.395.031
Enel Brasil S.A.	Separado	181.693.589	873.309.864	1.055.003.453	64.246.546	8.025.612	982.731.295	1.055.003.453
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	46.490.027	135.143.181	181.633.208	41.167.056	738.663	139.727.489	181.633.208
EGP Cachoeira Dourada S.A. (ex Cachoera Dourada)	Separado	91.524.584	88.624.824	180.149.408	78.568.361	924.648	100.656.399	180.149.408
Enel Cien S.A. (ex Compañía de Interconexión Energética S.A.)	Separado	39.273.098	196.462.075	235.735.173	43.742.031	26.526.373	165.466.769	235.735.173
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	11.532.662	679.232	12.211.894	10.043.390	18.002.743	(15.834.239)	12.211.894
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	323.273.919	702.073.551	1.025.347.470	280.764.077	228.207.112	516.376.281	1.025.347.470
Enel Solucoes S.A. (ex EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.)	Separado	4.107.546	3.310.406	7.417.952	8.352.136	-	(934.184)	7.417.952
Ampla Energía E Servicios S.A.	Separado	356.103.637	1.306.962.929	1.663.066.566	429.527.099	755.397.217	478.142.250	1.663.066.566
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	275.367.269	1.000.054.356	1.275.421.625	367.437.624	341.673.262	566.310.739	1.275.421.625
Inversora Codensa S.A.	Separado	489	63	552	25	-	527	552
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	253.221.877	445.997.003	699.218.880	497.137.195	200.282.842	1.798.843	699.218.880
Generalima S.A.C.	Separado	5.834.984	39.048.294	44.883.278	22.264.813	6.593.516	16.024.949	44.883.278
Endesa Cemsa, S.A.	Separado	17.208.360	128.253	17.336.613	16.143.845	-	1.192.768	17.336.613
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	32.326.301	106.518.467	138.844.768	28.697.131	36.535.241	73.612.396	138.844.768
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	64.980.868	110.487.098	175.467.966	34.277.483	60.115.035	81.075.448	175.467.966
Grupo Distrilima	Consolidado	132.512.236	699.734.546	832.246.782	184.218.301	295.981.622	352.046.859	832.246.782
Grupo Endesa Américas	Consolidado	495.139.988	3.531.318.252	4.026.458.240	565.316.117	1.307.898.393	2.153.243.730	4.026.458.240
Grupo Enel Brasil	Consolidado	922.063.106	2.467.478.599	3.389.541.705	827.019.387	808.602.605	1.753.919.713	3.389.541.705
Grupo Generandes Perú	Consolidado	198.576.626	732.464.532	931.041.158	141.392.940	208.928.077	580.720.141	931.041.158
Grupo Enel Argentina (ex Endesa Argentina)	Consolidado	102.611.825	358.180.334	460.792.159	140.747.156	149.634.991	170.410.012	460.792.159

Ingresos Ordinarios M$	Materias primas y consumibles utilizados M$	Margen de Contribución M$	Resultado Bruto de explotación M$	Resultado de explotación M$	Resultado Financiero M$	Resultado antes de impuesto M$	Impuesto sobre la sociedad M$	Ganacia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
-	-	-	(1.723.792)	(1.723.792)	1.573.002	11.128.916	(128.641)	11.000.275	49.690.946	60.691.221
-	-	-	(5.319)	(5.319)	1.059.895	14.277.620	(295.498)	13.982.122	(2.676.924)	11.305.198
585.196.341	(395.535.704)	189.660.638	142.777.471	111.170.462	(16.501.175)	94.690.975	(32.818.344)	61.872.631	(13.391.245)	48.481.386
1.619	-	1.619	(6.784.321)	(6.784.321)	1.481.627	60.898.327	(49.589)	60.848.738	(4.895)	60.843.843
-	-	-	(81.113)	(81.113)	580.708	499.595	(142.211)	357.383	(9.618.076)	(9.260.693)
92.632.650	(5.156.282)	87.476.369	49.370.918	32.449.101	(22.406.259)	10.244.681	1.046.607	11.291.288	(4.615.316)	6.675.972
28.241.388	(3.210.487)	25.030.901	17.406.134	15.387.714	32.635.072	48.926.894	(16.864.740)	32.062.153	(37.305.897)	(5.243.744)
778.880.285	(293.212.188)	485.668.097	437.281.486	372.080.071	(98.230.552)	273.896.707	(106.927.731)	166.968.976	7.315.732	174.284.708
1.584	-	1.584	(17.282)	(17.282)	192.009	16.138.486	(50.275)	16.088.211	(9.597.187)	6.491.024
360.186.708	(199.691.902)	160.494.806	109.999.691	71.730.290	(4.346.879)	89.733.743	(46.951.085)	42.782.658	(22.301.333)	20.481.325
36.618.249	(9.631.376)	26.986.873	22.418.898	19.381.222	(549.157)	26.507.384	(9.117.602)	17.389.783	(2.351.750)	15.038.033
-	(5.827)	(5.827)	(26.661.221)	(30.031.760)	45.759.306	100.022.771	7.461.644	107.484.415	119.491.897	226.976.312
159.476.559	(96.350.024)	63.126.534	54.553.159	48.976.122	561.507	49.537.629	(17.987.864)	31.549.765	18.153.737	49.703.502
192.911.834	(100.796.289)	92.115.545	84.209.590	79.153.401	4.344.793	83.498.194	(28.556.439)	54.941.755	13.203.660	68.145.415
52.179.099	(1.981.269)	50.197.831	44.550.050	34.000.180	(5.419.368)	28.580.811	(9.763.193)	18.817.618	19.718.197	38.535.815
1.051.182	-	1.051.182	660.287	562.748	(6.180.970)	(5.618.222)	-	(5.618.222)	3.681.261	(1.936.961)
804.639.771	(537.142.974)	267.496.796	163.849.051	106.962.177	(14.201.772)	92.946.508	(16.050.849)	76.895.659	60.070.811	136.966.470
6.523.345	(4.036.707)	2.486.638	(1.402.416)	(1.587.341)	(293.519)	(1.880.860)	36.470	(1.844.390)	21.986	(1.822.404)
879.498.778	(605.120.722)	274.378.055	116.502.441	27.170.319	(86.501.348)	(60.350.089)	17.821.058	(42.529.031)	60.487.366	17.958.335
928.620.576	(532.281.720)	396.338.856	310.887.600	251.014.541	(35.066.291)	211.330.904	(91.004.375)	120.326.529	(87.853)	120.238.676
-	-	-	(14)	(14)	-	(14)	(8)	(21)	(3)	(24)
664.100.267	(303.352.490)	360.747.777	116.153.334	95.629.238	(109.572.953)	(13.905.458)	(6.942.666)	(20.848.124)	(5.610.106)	(26.458.230)
980	-	980	(9.184.119)	(9.185.311)	(1.316.611)	(10.501.921)	-	(10.501.921)	(1.163.946)	(11.665.867)
2.158.429	(232.151)	1.926.278	(179.408)	(265.687)	32.671	(213.715)	(115.586)	(329.301)	(425.377)	(754.678)
86.363.052	(52.964.973)	33.398.079	24.297.233	12.931.802	7.586.902	20.535.482	(7.169.616)	13.365.865	(19.623.374)	(6.257.509)
65.145.450	(28.326.441)	36.819.009	29.709.679	24.217.244	(1.636.402)	22.578.731	(6.989.082)	15.589.649	(3.009.957)	12.579.692
585.196.341	(395.535.704)	189.660.638	142.772.152	111.165.143	(15.441.279)	95.745.552	(33.113.841)	62.631.710	(14.191.110)	48.440.600
1.059.710.034	(414.536.751)	645.173.282	516.744.797	409.068.322	(97.898.919)	381.491.880	(138.083.079)	243.408.801	133.135.660	376.544.461
1.881.901.783	(1.130.554.813)	751.346.971	436.678.765	265.494.448	(68.168.235)	196.493.255	(47.044.832)	149.448.423	222.513.095	371.961.518
396.572.660	(209.089.398)	187.483.263	132.401.308	91.094.231	(4.704.026)	111.186.081	(56.118.962)	55.067.119	(12.887.172)	42.179.947
119.855.164	(8.366.769)	111.488.395	66.677.481	47.737.245	10.531.539	59.226.545	(15.973.902)	43.252.643	(54.219.733)	(10.967.090)

	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	Total de Patrimonio y Pasivos M$
Operaciones Continuadas:								
Inversiones Distrilima S.A.	Separado	18.246.316	50.156.404	68.402.720	325.792	-	68.076.928	68.402.720
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Separado	98.125.347	675.858.105	773.983.452	192.215.161	269.823.997	311.944.294	773.983.452
Endesa Argentina S.A.	Separado	1.814.204	32.328.045	34.142.249	616.318	-	33.525.931	34.142.249
Enel Generación Costanera S.A (ex Central Costanera S.A.)	Separado	27.559.412	142.918.106	170.477.518	102.001.988	53.611.202	14.864.328	170.477.518
Enel Generación El Chocón S.A. (ex Hidroeléctrica El Chocón S.A.)	Separado	44.240.854	240.460.115	284.700.969	71.433.902	63.908.193	149.358.874	284.700.969
Emgesa S.A. E.S.P.	Separado	172.918.511	1.803.546.987	1.976.465.498	349.736.334	831.187.906	795.541.258	1.976.465.498
Generandes Perú S.A.	Separado	1.945.582	225.170.087	227.115.669	1.364.513	-	225.751.156	227.115.669
Enel Generación S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Separado	111.421.412	723.995.979	835.417.391	117.775.269	188.814.672	528.827.450	835.417.391
Chinango S.A.C.	Separado	7.647.526	112.688.111	120.335.637	8.369.365	40.621.719	71.344.553	120.335.637
Enel Brasil S.A.	Separado	110.127.302	736.398.772	846.526.074	51.310.987	15.859.063	779.356.024	846.526.074
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Separado	36.820.903	114.401.115	151.222.018	35.746.585	638.562	114.836.871	151.222.018
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Separado	43.483.356	77.906.552	121.389.908	33.306.336	3.370.881	84.712.691	121.389.908
Compañía de Interconexión Energética S.A.	Separado	29.310.056	185.030.817	214.340.873	57.239.098	30.170.820	126.930.955	214.340.873
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Separado	13.944.906	934.689	14.879.595	10.880.864	17.896.009	(13.897.278)	14.879.595
Compañía Energética Do Ceará S.A.	Separado	267.538.669	569.364.164	836.902.833	219.528.371	223.842.286	393.532.176	836.902.833
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Separado	2.673.792	1.448.487	4.122.279	3.234.058	-	888.221	4.122.279
Ampla Energía E Servicios S.A.	Separado	385.803.702	1.016.536.280	1.402.339.982	333.276.269	608.907.379	460.156.334	1.402.339.982
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Separado	207.553.184	841.585.897	1.049.139.081	247.749.853	281.940.697	519.448.531	1.049.139.081
Inversora Codensa S.A.	Separado	491	63	554	3	-	551	554
Empresa Distribuidora Sur S.A.	Separado	191.441.460	443.412.232	634.853.692	431.630.045	174.966.573	28.257.074	634.853.692
Generalima, S.A.C.	Separado	5.697.317	50.472.490	56.169.807	20.328.170	8.150.819	27.690.818	56.169.807
Endesa Cemsa, S.A.	Separado	22.954.619	91.195	23.045.814	21.098.368	-	1.947.446	23.045.814
Grupo Dock Sud, S.A.	Consolidado	46.722.732	126.188.103	172.910.835	25.736.485	67.304.445	79.869.905	172.910.835
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	54.357.844	81.815.037	136.172.881	19.831.659	47.845.465	68.495.757	136.172.881
Grupo Distrilima	Consolidado	116.371.663	675.858.105	792.229.768	192.540.953	269.823.997	329.864.818	792.229.768
Grupo Enel Brasil	Consolidado	796.102.019	1.994.170.372	2.790.272.391	653.756.270	725.006.817	1.411.509.304	2.790.272.391
Grupo Generandes Perú	Consolidado	120.047.319	808.405.916	928.453.235	126.541.945	229.436.392	572.474.898	928.453.235
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	73.348.681	385.562.798	458.911.479	173.663.474	115.955.351	169.292.654	458.911.479
Operaciones Discontinuadas:								
Chilectra S.A.	Consolidado	764.264.413	766.740.395	1.531.004.808	363.516.173	54.831.044	1.112.657.591	1.531.004.808
Grupo Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.	Consolidado	54.816.036	11.561.339	66.377.375	5.586.878	1.305.133	59.485.364	66.377.375
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	Separado	563.422.232	3.601.559.005	4.164.981.237	807.918.132	1.027.287.096	2.329.776.009	4.164.981.237
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Separado	63.745.589	201.366.300	265.111.889	64.820.897	51.972.920	148.318.072	265.111.889
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Separado	82.875.363	509.275.829	592.151.192	115.138.485	44.379.433	432.633.274	592.151.192
Grupo Endesa Chile	Consolidado	4.412.561.440	2.866.208.895	7.278.770.335	2.527.875.495	1.207.004.760	3.543.890.080	7.278.770.335
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	245.456.212	207.236.190	452.692.402	24.048.629	49.959.438	378.684.335	452.692.402

(1) Sociedades fusionadas con Enel Américas el 1 de diciembre de 2016.

Ingresos Ordinarios M$	Materias primas y consumibles utilizados M$	Margen de Contribución M$	Resultado Bruto de explotación M$	Resultado de explotación M$	Resultado Financiero M$	Resultado antes de impuesto M$	Impuesto sobre la sociedad M$	Ganacia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
-	-	-	(5.028)	(5.028)	959.095	21.003.199	(266.930)	20.736.269	1.311.144	22.047.413
562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.377.938	107.705.092	(16.772.560)	91.535.126	(27.924.718)	63.610.408	6.877.338	70.487.746
-	-	-	(64.074)	(64.074)	1.023.419	959.344	(336.372)	622.972	(10.352.540)	(9.729.568)
100.856.664	(4.598.130)	96.258.534	41.604.328	20.372.179	(24.944.190)	(4.012.455)	3.013.645	(998.809)	(4.729.767)	(5.728.576)
40.004.655	(4.574.336)	35.430.318	28.820.101	27.009.175	141.308.348	169.850.815	(59.047.935)	110.802.880	(44.667.506)	66.135.374
778.768.426	(321.664.855)	457.103.571	412.046.148	372.828.429	(39.872.136)	332.845.961	(120.949.697)	211.896.264	(91.252.276)	120.643.988
-	-	-	(32.396)	(32.396)	172.406	42.094.142	(50.002)	42.044.140	4.890.902	46.935.042
343.761.564	(143.234.611)	200.526.954	164.344.988	116.593.374	(9.260.148)	122.550.483	(31.389.446)	91.161.037	4.059.334	95.220.371
39.114.967	(8.235.270)	30.879.697	26.280.972	23.095.212	(1.057.861)	22.037.351	(6.827.262)	15.210.089	(708.295)	14.501.794
-	-	-	(21.299.668)	(21.417.232)	26.840.323	122.982.000	(8.959.080)	114.022.920	(194.845.796)	(80.822.876)
159.051.928	(111.228.593)	47.823.335	40.544.633	34.866.986	3.245.644	38.112.630	(13.299.903)	24.812.727	(26.130.490)	(1.317.763)
91.563.206	(17.395.858)	74.167.348	66.975.312	61.972.753	3.514.857	65.487.610	(22.519.731)	42.967.879	(13.348.590)	29.619.289
55.533.872	(3.125.790)	52.408.082	45.152.292	34.319.511	15.559.865	49.879.376	(17.387.165)	32.492.212	(27.600.284)	4.891.928
1.644.146	-	1.644.146	922.095	770.315	(17.579.292)	(16.801.955)	(998.283)	(17.800.238)	4.199.017	(13.601.221)
810.184.252	(581.689.470)	228.494.783	136.443.771	100.911.453	(12.650.857)	85.012.938	(12.997.078)	72.015.860	(97.029.555)	(25.013.695)
5.603.633	(3.041.559)	2.562.075	(614.126)	(782.696)	136.846	(645.850)	(735.808)	(1.381.657)	(163.062)	(1.544.719)
1.026.680.070	(804.701.402)	221.978.668	93.688.470	26.422.575	(35.938.130)	(13.026.593)	2.147.615	(10.878.978)	(139.016.506)	(149.895.484)
884.467.266	(500.570.712)	383.896.554	295.143.439	235.587.544	(27.459.741)	207.999.316	(84.883.205)	123.116.111	(61.679.252)	61.436.859
-	-	-	(189)	(189)	-	(189)	(8)	(198)	(91)	(289)
607.344.916	(157.387.237)	449.957.679	119.294.227	103.775.386	(3.942.519)	99.980.518	(463.471)	99.517.047	(8.266.492)	91.250.555
-	-	-	(375.459)	(376.682)	(2.233.357)	(412.473)	(285.187)	(697.659)	727.779	30.120
2.269.586	(1.017.940)	1.251.646	(1.206.493)	(1.255.814)	897.816	(357.998)	(1.466.245)	(1.824.243)	(626.380)	(2.450.623)
69.962.810	(43.265.695)	26.697.115	14.806.741	3.309.477	53.770.197	57.229.446	(18.102.752)	39.126.694	(24.156.874)	14.969.820
58.092.640	(26.124.119)	31.968.521	23.168.206	17.663.200	(5.755.667)	12.013.784	(4.166.389)	7.847.394	720.031	8.567.425
562.046.426	(379.015.102)	183.031.324	138.372.910	107.700.064	(15.813.466)	92.489.193	(28.191.648)	64.297.545	7.349.620	71.647.165
2.016.488.833	(1.385.921.254)	630.567.580	363.360.618	238.408.123	(36.592.248)	195.064.201	(76.715.148)	118.349.053	(370.529.946)	(252.180.893)
382.452.709	(151.046.058)	231.406.651	190.593.564	139.656.190	(10.145.603)	133.321.519	(38.266.710)	95.054.809	(9.131.696)	85.923.113
140.398.933	(9.172.466)	131.226.467	70.334.513	47.291.438	117.190.764	165.754.140	(56.407.124)	109.347.016	(50.970.094)	58.376.922
1.257.732.164	(983.732.902)	273.999.262	185.114.892	149.293.693	12.669.568	176.628.861	(36.956.051)	188.750.734	(111.222.756)	77.527.978
8.660.778	-	8.660.778	(397.888)	(511.775)	2.260.216	6.041.979	(765.180)	5.276.799	(76.578)	5.200.221
1.407.824.978	(1.061.507.980)	346.316.998	225.230.207	143.639.730	(126.334.330)	246.255.963	(32.834.204)	213.421.760	(92.076.119)	121.345.641
193.189.705	(28.569.912)	164.619.793	159.244.283	150.615.199	2.049.116	152.664.315	(34.647.895)	118.016.421	33.526	118.049.947
230.852.534	(139.555.849)	91.296.685	73.665.446	64.306.244	24.323.943	88.341.669	(18.079.279)	70.262.390	(624)	70.261.766
1.543.810.316	(880.891.223)	662.919.093	516.860.724	401.818.817	(114.252.182)	300.487.081	(76.655.819)	635.020.813	(347.578.686)	287.442.127
183.015.183	(110.330.364)	72.684.819	57.943.644	46.360.426	10.304.578	56.660.371	(10.444.811)	46.215.560	(3.059.806)	43.155.754
10.484.435	(3.751)	10.480.684	9.152.206	6.547.832	82.925	6.630.757	(800.038)	5.830.719	(12.156)	5.818.563

38. Hechos Posteriores

Dividendo

El 11 de enero de 2017, se informó con carácter de hecho esencial la remisión de una actualización del Formulario N°1 prescrito en la Circular N° 660 de la SVS, que Enel Américas envió inicialmente el día 24 de noviembre de 2016, con el objeto de comunicar la repartición de un dividendo provisional, con cargo al resultado del ejercicio 2016 de Enel Américas, correspondiente al 15% de la utilidad líquida del ejercicio al 30 de septiembre de 2016, a pagarse a contar del 27 de enero de 2017. La actualización aludida se refiere al número de acciones que poseen derecho a percibir el dividendo indicado, puesto que el número total de 57.453.055.120 acciones varió desde la comunicación de 24 de noviembre de 2016, a un número total de 57.387.251.604 acciones como consecuencia del derecho a retiro ejercido en Enel Américas y en las sociedades absorbidas Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A". Esta actualización del número de acciones no resultó en ningún cambio al monto total a pagar por el dividendo de $54.387.251.604 inicialmente informado.

Nuevas Tarifas Eléctricas en Argentina

Generación Eléctrica:

El 2 de febrero de 2017, se publicó la Resolución N°19/2017 ("la Resolución") de la Secretaría de Energía Eléctrica ("S.E.E.") la cual reemplaza a la Resolución N° 22/2016 y establece los lineamientos para la remuneración de las centrales de generación existentes. La Resolución define una remuneración mínima de potencia por tecnología y escala, adicionalmente para las unidades térmicas se establece la posibilidad de ofrecer compromisos de disponibilidad con una remuneración diferencial igual para todas las tecnologías. El generador térmico podrá declarar en cada período de verano el valor de potencia firme a comprometer por cada unidad durante el lapso de tres años, pudiendo discriminar por período verano e invierno (se podrán hacer ajustes en el mismo periodo). Como excepción y para el año 2017, se habilita la declaración de "Compromisos De Disponibilidad Garantizada" junto con la información requerida para la Programación Estacional de Invierno, siendo su vigencia desde el 1° de mayo de 2017 hasta el 31 de octubre de dicho año. El generador firmará un contrato de Compromiso de Disponibilidad Garantizada cuya contraparte CAMMESA, pero que podrá cederlo a la demanda conforme lo defina la S.E.E. La remuneración que recibirá una unidad con compromiso de potencia será proporcional a su cumplimiento, siendo el valor mínimo calculado en base al precio mínimo.

La Resolución establece los siguientes valores remunerativos, los cuales se definen en dólares estadounidenses (se convertirán a tipo de cambio publicado por el Banco Central de la República Argentina correspondiente al último día hábil) y los plazos de vencimiento son los establecidos en los procedimientos de CAMMESA:

Remuneración Por Potencia Para Centrales Térmicas:

Precio Mínimo (desde Febrero 2017)

- Ciclos Grandes: 3.050 US$/MW-mes
- Turbo Vapor Grandes : 4.350 US$/MW-mes
- Turbo Generador Grandes: 3.550 US$/MW-mes

Precio Base Remuneración con compromiso

- Mayo 2017 - Octubre 2017: 6.000 US$/MW-mes
- Noviembre 2017 en adelante: 7.000 US$/MW-mes

Precio adicional remuneración con compromiso (Máximo) (*)

- Mayo 2017 – Octubre 2017: 1.000 US$/MW-mes
- Nov 2017 en adelante: 2.000 US$/MW-mes

(*) Es un precio máximo dado que se realizarán ofertas que deberán ser adjudicadas por CAMMESA, de acuerdo con las necesidades que defina para el sistema ante situaciones críticas.

Remuneración por Energía:

Energía Generada:

- Ciclos y Turbo Vapor
- Gas: 5 US$/MWh
- Líquido: 8 US$/MWh

Energía Operada (asociada a la potencia Rotante): Térmicos: 2 US$/MWh;

Los valores de energía son definidos en el Nodo. Se descontará 1 US$/MWh por energía generada por la Central hasta cancelar el saldo del financiamiento para mantenimientos mayores y/o extraordinarios.

Distribución Eléctrica:

Con fecha 31 de enero de 2017, el Ministro de Energía y Minería anunció los aumentos de tarifa que se aplicarán al servicio de energía eléctrica para los usuarios de Edesur, sobre los consumos a partir del 1° de febrero de 2017.

Según el anuncio, la subida para usuarios residenciales variará entre un 61% y un 148%, según el nivel de consumo, y contempla un estímulo al ahorro a través de menores aumentos para aquellos usuarios que consuman menos que en el mismo período de 2015.

Como consecuencia de lo anterior, el 1° de febrero de 2017 el ENRE emitió la Resolución N° 64/17, posteriormente rectificadas por las Resoluciones ENRE N° 83/2017 y 92/2017, que aprueba los valores del nuevo cuadro tarifario

El Grupo se encuentra evaluando el impacto que tendrá la implementación de esta Resolución.

Combinación de Negocios

Con fecha 14 de febrero de 2017, nuestra filial Enel Brasil S.A., obtuvo las autorizaciones pertinentes por parte de la autoridad antitrust, el Conselho Administrativo de Defensa Econômica ("CADE") y del regulador sectorial, la Agência antimonopólica de Energía Eléctrica (ANEEL) y, en consecuencia se ha procedido a la firma del respectivo contrato de compraventa por el 94,8% del capital social de Celg Distribuição S.A. ("CELG"), por un monto total de R$ 2.187 millones (aproximadamente US$ 640 millones).

Establecida en 1956 y con sus oficinas principales en Goiania, CELG opera en un territorio que cubre más de 337 mil kilómetros cuadrados, con una concesión vigente hasta el año 2045 y una base de 2,9 millones de clientes.

La compra de CELG se financió completamente con fondos recaudados en el aumento de capital de Enel Américas aprobado a fines de 2012. Esta adquisición aumenta la base de clientes de Enel Brasil de 7 a 10 millones, lo que incrementa el número de clientes del Grupo Enel a nivel mundial, a aproximadamente 65 millones.

Dado que la adquisición de CELG fue recientemente realizada, la contabilización inicial de la combinación de negocios está incompleta a la fecha de que estos estados financieros consolidados han sido autorizados para emisión. Por consiguiente, la revelación del valor razonable de los activos y pasivos adquiridos y otras revelaciones requeridas por NIIF 3 – Combinaciones de Negocios por la adquisición de CELG no pueden ser proporcionadas.

Cambio en moneda funcional y de presentación de los estados financieros consolidados de Enel Américas

Como resultado del proceso de reorganización societaria efectuada durante el año 2016, el entorno económico primario y la generación y uso de sus flujos de efectivo de Enel Américas, estarán principalmente denominados en dólares de los Estados Unidos. Por consiguiente, con fecha 1 de enero de 2017, Enel Américas cambiará tanto su moneda funcional como la moneda de presentación de sus estados financieros consolidados, desde el Peso Chileno ("CLP") a Dólares de los Estados Unidos ("USD").

Este cambio en la moneda funcional será contabilizado prospectivamente desde la fecha del cambio mediante la conversión de todos los ítems de los estados financieros a la nueva moneda funcional utilizando el tipo de cambio vigente a la fecha del cambio.

El cambio en la moneda de presentación será contabilizado como un cambio en política contable y será aplicado retrospectivamente, como si la nueva moneda de presentación hubiese sido siempre la moneda de presentación de los estados financieros consolidados. Por consiguiente, las cifras comparativas para los años anteriores al 1 de enero de 2017 serán re-expresados para ser presentados en dólares de los Estados Unidos usando los tipos de cambio promedio para los ingresos y gastos y el tipo de cambio de cierre a la fecha del balance para los activos y pasivos. El capital emitido, las utilidades retenidas y otras reservas dentro del patrimonio serán convertidos usando tipos de cambio históricos. Las diferencias de cambio resultantes serán reconocidas en patrimonio.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2017 y la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados.

Anexo N°1 Sociedades que Componen el Grupo Enel Américas:

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

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Propiedad a 31/12/2016		
			Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Ampla Energía E Serviços S.A.	Real	31,73%	67,91%	99,64%
Extranjero	EGP Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,75%	99,75%
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	70,24%	70,24%
Extranjero	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%
Extranjero	Enel Cien S.A. (ex Cien S.A.)	Real	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (3)	Peso Colombiano	48,41%	0,00%	48,41%
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	51,50%	0,00%	51,50%
Extranjero	Enel Generación Perú (Ex Edegel S.A.A.)	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%
Extranjero	Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P. (1)	Peso Colombiano	48,48%	0,00%	48,48%
Extranjero	Emgesa Panama S.A. (1)	Dólar	0,00%	48,48%	48,48%
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (Ex Edelnor S.A.A.)	Nuevos Soles	24,00%	51,68%	75,68%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,45%	99,45%
Extranjero	Enel Generación Piura (ex Empresa Eléctrica Piura S.A.)	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%
Extranjero	Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.)	Peso Argentino	99,88%	0,12%	100,00%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	90,06%	9,94%	100,00%
Extranjero	Enel Trading Argentina S.R.L.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	75,68%	75,68%
Extranjero	Enel Soluciones S.A. (ex EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.)	Real	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Eólica Fazenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%
Extranjero	Generalima S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%
Extranjero	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex Hidroeléctrica El Chocón S.A.)	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	0,00%	1,00%
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	99,85%	99,85%
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A. (2)	Peso Argentino	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%

(1) Ver nota 2.4.2

(2) Durante el mes de mayo de 2016, esta sociedad fue absorbida por Enel Argentina, siendo esta última la continuadora legal.

(3) El 1 de octubre de 2016, Codensa S.A. se fusionó con Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.

% Propiedad a 31/12/2015			Tipo de relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
21,14%	36,01%	57,15%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
15,18%	58,87%	74,05%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
21,60%	34,83%	56,43%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
0,00%	56,43%	56,43%	Filial	Panama	Compra/Venta de Energía Eléctrica
24,00%	51,68%	75,68%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
22,25%	77,20%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	Generación y Comercialización de electricidad y extracción de gas natural
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
0,00%	75,68%	75,68%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
39,00%	61,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

Anexo N°2 Variaciones del Perímetro de Consolidación:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación:

No ocurrieron incorporaciones al perímetro de consolidación al 31 de diciembre de 2016 y 2015

Exclusiones del perímetro de consolidación:

	% Propiedad			
	al 31 de diciembre de 2016 (*)			
Sociedad	**Directo**	**Indirecto**	**Total**	**Método Consolidación**
Central Eólica Canela S.A.	-	-	-	Integración global
Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	-	-	-	Integración global
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	-	-	-	Integración global
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	-	-	-	Integración global
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	-	-	-	Integración global
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	-	-	-	Integración global
Enel Generación Chile S.A. (ex Empresa Nacional de Electricidad S.A.)	-	-	-	Integración global
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	-	-	-	Integración global
GasAtacama S.A.	-	-	-	Integración global
GasAtacama Chile S.A.	-	-	-	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	-	-	-	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	-	-	-	Integración global
GNL Norte S.A.	-	-	-	Integración global
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	-	-	-	Integración global
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	-	-	-	Integración global
Luz Andes Ltda.	-	-	-	Integración global
Progas S.A.	-	-	-	Integración global
Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	-	-	-	Integración global
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	-	-	-	Integración global
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	-	-	-	Integración global
Electrogas S.A.	-	-	-	Método de la Participación
GNL Chile S.A.	-	-	-	Método de la Participación
GNL Quintero S.A.	-	-	-	Método de la Participación
Aysén Transmisión S.A.	-	-	-	Método de la Participación
Aysén Energía S.A.	-	-	-	Método de la Participación

(*) Con fecha 1 de marzo de 2016, estas sociedades dejaron de pertenecer al perímetro de consolidación de Enel Américas.

% Propiedad			
al 31 de diciembre de 2015			
Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
0,00%	75,00%	75,00%	Integración global
0,00%	51,00%	51,00%	Integración global
99,08%	0,01%	99,09%	Integración global
3,78%	96,21%	99,99%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	92,65%	92,65%	Integración global
59,98%	0,00%	59,98%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
99,00%	1,00%	100,00%	Integración global
99,99%	0,00%	99,99%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	57,50%	57,50%	Integración global
0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
0,00%	50,00%	50,00%	Integración global
0,00%	42,50%	42,50%	Método de la Participación
0,00%	33,33%	33,33%	Método de la Participación
0,00%	20,00%	20,00%	Método de la Participación
0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación
0,00%	51,00%	51,00%	Método de la Participación

Anexo N°3 Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos:

Este anexo es parte de la nota 3.h "Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación".

Rut	Sociedad	Moneda Funcional	% Propiedad al 31/12/2016		
			Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. (1)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A. (1)	Peso Colombiano	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Central Termica Manuel Belgrano	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Térmica San Martin	Argentina	0,00%	25,60%	25,60%
Extranjero	Central Vuelta Obligada S.A.	Argentina	0,00%	40,90%	40,90%

(1) Entidades fusionadas con nuestra filial Codensa S.A., el 1 de octubre de 2016. Ver Nota 6.

% Propiedad al 31/12/2015			Tipo de relación	País	Actividad
Directo	Indirecto	Total			
0,00%	50,00%	50,00%	Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
22,22%	0,00%	22,22%	Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	49,00%	49,00%	Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	25,60%	25,60%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	40,90%	40,90%	Asociada	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica

Anexo N°4 Información Adicional sobre Deuda financiera

Este anexo forma parte de la Nota 18 "Otros pasivos financieros".

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

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por monedas y vencimientos

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/12/2016 M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2016 M$
Chile	Ch$	5,19%	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Perú	US$	2,79%	1.084.969	17.778.753	**18.863.722**	18.196.844	282.401	-	-	-	18.479.245
Perú	Soles	5,53%	2.443.335	1.324.941	**3.768.276**	32.417.120	-	-	-	-	32.417.120
Argentina	US$	13,83%	-	-	**-**	-	-	-	-	-	-
Argentina	$ Arg	32,50%	446.499	480.064	**926.563**	-	-	-	-	-	-
Colombia	$ Col	8,21%	7.038.974	57.472.142	**64.511.116**	29.953.840	85.277.306	33.979.247	12.675.864	20.269.755	182.156.012
Brasil	US$	3,60%	608.685	1.826.054	**2.434.739**	28.104.548	51.313.622	82.652	82.652	2.049.705	81.633.179
Brasil	Real	11,56%	32.226.742	77.733.555	**109.960.297**	96.353.504	80.205.575	38.389.218	25.403.215	7.923.151	248.274.663
Total			**43.849.204**	**156.615.509**	**200.464.713**	**205.025.856**	**217.078.904**	**72.451.117**	**38.161.731**	**30.242.611**	**562.960.219**

	Corriente			No Corriente					
	Vencimiento			Vencimiento					
	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/12/2015 M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2015 M$
	64	-	64	-	-	-	-	-	-
	26.707.131	3.241.137	29.948.268	4.229.306	19.295.795	299.648	-	-	23.824.749
	12.864.568	1.001.767	13.866.335	3.285.202	23.309.058	-	-	-	26.594.260
	3.901.216	-	3.901.216	-	-	-	-	-	-
	2.290.653	6.194.569	8.485.222	1.162.844	-	-	-	-	1.162.844
	35.832.030	84.128.905	119.960.935	43.831.876	12.832.869	12.194.900	11.556.930	30.842.974	111.259.549
	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	12.842.515	24.480.763	37.323.278	42.171.314	37.904.161	33.637.009	-	-	113.712.484
	94.438.177	**119.047.141**	**213.485.318**	**94.680.542**	**93.341.883**	**46.131.557**	**11.556.930**	**30.842.974**	**276.553.886**

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

								31 de diciembre de 2016			
								Corriente			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	13,71%	-	-	-	-
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Citibank	Brasil	US$	3,52%	225.576	676.727	**902.303**	26.572.112
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	US$	2,85%	362.446	1.087.338	**1.449.784**	1.449.784
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11,40%	12.248.128	35.308.054	**47.556.182**	39.782.488
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco de Credito del Perú	Perú	US$	2,56%	297.133	884.446	**1.181.579**	17.042.784
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,57%	431.261	1.272.048	**1.703.309**	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,40%	301.967	891.226	**1.193.193**	1.154.060
Extranjero	Enel Cien S.A. (EX Cien S.A.)	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	9,54%	361.878	1.046.571	**1.408.449**	1.304.281
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Bank of Tokio-Mitsubishi UFJ	Colombia	$ Col	8,57%	1.753.928	5.261.785	**7.015.713**	7.015.713
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco de Bogotá S.A	Colombia	$ Col	9,08%	738.975	2.106.948	**2.845.923**	2.113.677
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	AVVILLAS	Colombia	$ Col	8,87%	365.797	1.042.715	**1.408.512**	902.366
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Popular	Colombia	$ Col	8,80%	603.245	1.723.856	**2.327.101**	1.693.935
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia SA	Colombia	$ Col	7,71%	1.570.147	4.507.652	**6.077.799**	4.235.724
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	15,19%	11.428.725	2.337.521	**13.766.246**	12.207.899
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,51%	1.675.020	20.228.894	**21.903.914**	19.670.554
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,71%	1.271.359	3.688.159	**4.959.518**	4.623.738
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Santander	Brasil	Real	15,76%	-	-	**-**	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	11,01%	5.241.632	15.124.356	**20.365.988**	18.764.544
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US$	4,44%	20.663	61.989	**82.652**	82.652
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US$	1,62%	54.608	14.731.033	**14.785.641**	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,73%	2.001.688	-	**2.001.688**	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,71%	60.905	182.714	**243.619**	4.220.384
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	37.877	113.631	**151.508**	3.048.686
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	63.128	189.384	**252.512**	5.081.144
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	60.602	181.805	**242.407**	4.877.896
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,01%	63.126	189.379	**252.505**	5.081.141
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,07%	-	-	**-**	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander	Perú	Soles	6,20%	156.009	468.028	**624.037**	10.107.869
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Provincia de Buenos Aires	Argentina	$ Arg	30,67%	-	-	**-**	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	37,88%	-	-	**-**	-

													31 de diciembre de 2015
No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Año 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$
-	-	-	-	**-**	816.511	2.449.533	3.266.044	11.051.818	9.963.136	8.874.455	-	-	**29.889.409**
-	-	-	-	**26.572.112**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
51.230.970	-	-	-	**52.680.754**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
32.652.150	24.889.420	16.515.051	5.370.142	**119.209.251**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**17.042.784**	296.974	884.973	1.181.947	1.166.085	18.073.119	-	-	-	**19.239.204**
-	-	-	-	**-**	468.030	1.384.969	1.852.999	1.802.011	-	-	-	-	**1.802.011**
282.401	-	-	-	**1.436.461**	328.549	971.195	1.299.744	1.261.210	1.222.676	299.648	-	-	**2.783.534**
1.200.111	560.992	-	-	**3.065.384**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
66.001.423	18.863.047	-	-	**91.880.183**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
672.955	-	-	-	**2.786.632**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
210.022	-	-	-	**1.112.388**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
1.398.939	-	-	-	**3.092.874**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
3.858.775	2.838.241	1.255.138	-	**12.187.878**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
10.649.551	-	-	-	**22.857.450**	980.672	2.942.017	3.922.689	12.030.283	10.722.720	9.415.157	-	-	**32.168.160**
17.437.194	-	-	-	**37.107.748**	1.870.908	19.089.213	20.960.121	19.089.213	17.218.305	15.347.397	-	-	**51.654.915**
1.103.469	-	-	-	**5.727.207**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	9.174.424	-	9.174.424	-	-	-	-	-	**-**
17.163.100	12.938.806	8.888.164	2.553.009	**60.307.623**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
82.652	82.652	82.652	2.049.705	**2.380.313**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	25.613.578	-	25.613.578	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	35.470	106.410	141.880	2.091.393	-	-	-	-	**2.091.393**
-	-	-	-	**4.220.384**	63.633	190.899	254.532	254.532	4.409.519	-	-	-	**4.664.051**
-	-	-	-	**3.048.686**	39.574	118.722	158.296	158.296	3.185.312	-	-	-	**3.343.608**
-	-	-	-	**5.081.144**	65.973	197.919	263.892	263.892	5.308.880	-	-	-	**5.572.772**
-	-	-	-	**4.877.896**	63.317	189.952	253.269	253.269	5.096.497	-	-	-	**5.349.766**
-	-	-	-	**5.081.141**	65.955	197.865	263.820	263.820	5.308.850	-	-	-	**5.572.670**
-	-	-	-	**-**	12.530.646	-	12.530.646	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**10.107.869**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	85.423	-	85.423	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	184.364	277.164	461.528	-	-	-	-	-	**-**

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor (continuación)

								31 de diciembre de 2016			
								Corriente			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	9,21%	1.105.721	9.845.271	10.950.992	10.319.151
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	9,24%	394.436	3.504.230	3.898.666	3.673.274
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	AV VILLAS	Colombia	$ Col	5,93%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Citibank Colombia	Colombia	$ Col	6,01%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	8,61%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Bogota	Colombia	$ Col	6,66%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,70%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,76%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco de Crédito del perú	Colombia	Soles	5,50%	-	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	The Bank Of Tokyo	Colombia	$ Col	6,90%	506.725	29.479.685	29.986.410	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Davivienda	Colombia	$ Col	6,15%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Argentina S.A. (ex Endesa Argentina S.A.)	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	$ Arg	34,00%	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	$ Arg	32,00%	115.223	105.975	221.198	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Itaú Argentina	Argentina	$ Arg	34,00%	48.996	55.045	104.041	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	30,00%	29.706	33.630	63.336	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	$ Arg	38,00%	47.140	52.943	100.083	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	$ Arg	30,00%	153.048	173.400	326.448	-
Extranjera	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US$	13,92%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación Costanera S.A. (ex Endesa Costanera S.A.)	Argentina	Extranjero	ICBC Argentina	Argentina	$ Arg	31,00%	52.386	59.071	111.457	-
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Chile	Ch$	6,00%	-	-	-	-

31 de diciembre de 2015													
No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Año 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$
9.687.310	9.055.470	8.423.629	14.951.737	52.437.297	894.845	6.064.899	6.959.744	9.982.170	9.504.920	9.027.670	8.550.419	22.787.755	59.852.934
3.447.882	3.222.489	2.997.097	5.318.018	18.658.760	301.348	2.105.951	2.407.299	3.488.668	3.327.949	3.167.230	3.006.511	8.055.219	21.045.577
-	-	-	-	-	11.145.579		11.145.579	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	5.233.163		5.233.163	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	438.046	28.712.649	29.150.695	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	13.683.505	-	13.683.505	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	295.055	20.873.617	21.168.672	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	198.385	13.892.621	14.091.006	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	149.881	10.882.356	11.032.237	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	532.271	1.596.812	2.129.083	30.361.038	-	-	-	-	30.361.038
-	-	-	-	-	2.959.952		2.959.952	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	29.771	445.358	475.129	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	214.270	583.114	797.384	276.664	-	-	-	-	276.664
-	-	-	-	-	80.256	225.731	305.987	128.627	-	-	-	-	128.627
-	-	-	-	-	50.253	140.581	190.834	79.542	-	-	-	-	79.542
-	-	-	-	-	81.254	224.941	306.195	125.511	-	-	-	-	125.511
-	-	-	-	-	263.796	734.081	997.877	412.453	-	-	-	-	412.453
-	-	-	-	-	1.214.284		1.214.284	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	89.832	249.669	339.501	140.047	-	-	-	-	140.047
-	-	-	-	-	64		64	-	-	-	-	-	-

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor (continuación)

								31 de diciembre de 2016			
								Corriente			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US$	12,86%	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US$	12,86%	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US$	12,86%	-	-	-	-
Extranjera	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	$ Arg	38,45%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	30,81%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	$ Arg	30,81%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	30,81%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	30,81%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	$ Arg	30,81%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Generación El Chocón S.A. (ex H. El Chocón S.A.)	Argentina	Extranjero	ICBC - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	30,81%	-	-	-	-
			TOTAL					**43.849.204**	**156.615.509**	**200.464.713**	**205.025.856**

No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Año 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$
-	-	-	-	-	1.339.210		1.339.210	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	673.817		673.817	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	673.905		673.905	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	75.083	1.113.612	1.188.695	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	266.203	516.165	782.368	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	241.619	464.727	706.346	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	228.411	442.424	670.835	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	73.221	144.361	217.582	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	30.708	59.481	90.189	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	296.189	573.160	869.349	-	-	-	-	-	-
217.078.904	**72.451.117**	**38.161.731**	**30.242.611**	**562.960.219**	**94.438.177**	**119.047.141**	**213.485.318**	**94.680.542**	**93.341.883**	**46.131.557**	**11.556.930**	**30.842.974**	**276.553.886**

b) Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas

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

			Corriente			No Corriente					
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2016 M$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2016 M$
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal M$	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$	5,30%	4.247.885	12.743.655	**16.991.540**	16.991.541	16.991.541	16.991.541	16.991.541	483.965.282	551.931.446
Chile	U.F.	5,75%	515.146	5.106.513	**5.621.659**	5.497.308	5.365.808	5.226.746	5.079.688	2.482.053	23.651.603
Perú	US$	6,59%	419.300	1.257.900	**1.677.200**	7.966.208	6.311.873	7.405.625	426.478	9.282.058	31.392.242
Perú	Soles	6,27%	11.558.684	31.356.758	**42.915.442**	14.975.604	56.448.262	37.824.664	29.621.798	195.062.525	333.932.853
Colombia	$ Col	10,16%	156.226.892	82.632.602	**238.859.494**	214.085.529	220.071.655	151.457.297	282.023.953	613.860.381	1.481.498.815
Brasil	Real	13,50%	7.677.778	123.674.551	**131.352.329**	108.692.675	51.868.233	-	-	-	160.560.908
Total			**180.645.685**	**256.771.979**	**437.417.664**	**368.208.865**	**357.057.372**	**218.905.873**	**334.143.458**	**1.304.652.299**	**2.582.967.867**

	Corriente			No Corriente					
				Vencimiento					
	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/12/2015 M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2015 M$
	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	1.000.673
	654.291	5.230.040	5.884.331	5.728.780	5.564.286	5.390.333	5.206.378	7.441.327	29.331.104
	624.775	15.786.095	16.410.870	1.659.369	8.362.538	6.637.571	7.807.914	10.086.341	34.553.733
	13.029.793	18.645.206	31.674.999	33.667.892	12.316.415	55.639.169	36.169.256	166.145.520	303.938.252
	55.700.572	67.624.004	123.324.576	206.126.573	182.198.785	143.062.230	109.340.794	709.356.051	1.350.084.433
	10.784.409	97.033.475	107.817.884	116.967.735	94.643.824	44.934.561	-	-	256.546.120
	83.809.574	**390.616.529**	**474.426.103**	**364.189.519**	**303.125.018**	**255.703.034**	**158.563.512**	**893.873.232**	**1.975.454.315**

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

								31 de diciembre de 2016			
								Corriente			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª Serie 16	Brasil	Real	14,84%	-	-	**-**	-
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª Serie 17	Brasil	Real	14,57%	373.705	10.633.669	**11.007.374**	-
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª Serie 18	Brasil	Real	15,04%	1.157.230	13.088.749	**14.245.979**	12.703.006
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 26	Brasil	Real	11,69%	1.053.376	20.129.548	**21.182.924**	19.076.172
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª Serie 27	Brasil	Real	10,00%	2.109.824	33.064.531	**35.174.355**	32.361.268
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 2ª Serie 28	Brasil	Real	15,04%	1.157.230	13.088.749	**14.245.979**	12.703.006
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	$ Col	11,10%	89.999.852	-	**89.999.852**	-
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	$ Col	11,35%	567.977	1.703.931	**2.271.908**	20.101.422
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B604	Colombia	$ Col	10,17%	-	-	**-**	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B12-13	Colombia	$ Col	10,62%	1.314.976	3.944.928	**5.259.904**	5.259.903
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B5-13	Colombia	$ Col	9,75%	1.147.852	3.443.557	**4.591.409**	44.695.160
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B7-14	Colombia	$ Col	9,36%	1.110.481	3.331.442	**4.441.923**	4.441.923
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos E4-16	Colombia	$ Col	7,49%	375.682	1.127.047	**1.502.729**	1.502.730
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 1	Brasil	Real	14,74%	-	-	**-**	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	14,68%	1.826.413	33.669.305	**35.495.718**	31.849.223
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	78.312	234.936	**313.248**	313.247
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,28%	77.275	231.824	**309.099**	309.099
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US$	6,34%	106.619	319.858	**426.477**	426.478
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US$	7,78%	106.795	320.384	**427.179**	427.178
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,63%	-	-	**-**	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,00%	-	-	**-**	-
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US$	5,78%	97.166	291.497	**388.663**	388.662
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,47%	108.720	326.161	**434.881**	6.723.890
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,09%	-	-	**-**	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	-	-	**-**	-

No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	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$
-	-	-	-	**-**	369.157	11.002.428	**11.371.585**	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	635.501	10.359.267	**10.994.768**	9.723.766	-	-	-	-	**9.723.766**
11.160.032	-	-	-	**23.863.038**	1.011.209	3.033.627	**4.044.836**	12.571.319	11.223.040	9.874.762	-	-	**33.669.121**
-	-	-	-	**19.076.172**	1.632.773	18.770.248	**20.403.021**	18.225.996	16.048.964	-	-	-	**34.274.960**
29.548.169	-	-	-	**61.909.437**	2.737.659	8.212.977	**10.950.636**	32.485.454	28.835.249	25.185.037	-	-	**86.505.740**
11.160.032	-	-	-	**23.863.038**	1.011.209	3.033.627	**4.044.836**	12.571.319	11.223.040	9.874.762	-	-	**33.669.121**
-	-	-	-	**-**	2.285.586	6.856.759	**9.142.345**	90.513.112	-	-	-		**90.513.112**
-	-	-	-	**20.101.422**	475.081	1.425.243	**1.900.324**	1.900.324	19.928.937	-	-		**21.829.261**
-	-	-	-	**-**	33.159.237	-	**33.159.237**	-	-	-	-	-	**-**
5.259.903	5.259.903	5.259.903	63.690.765	**84.730.377**	1.060.598	3.181.795	**4.242.393**	4.242.394	4.242.394	4.242.394	4.242.394	64.429.087	**81.398.663**
-	-	-	-	**44.695.160**	907.996	2.723.989	**3.631.985**	3.631.986	44.267.794	-	-	-	**47.899.780**
4.441.923	4.441.923	44.562.193	-	**57.887.962**	881.572	2.644.715	**3.526.287**	3.526.287	3.526.287	3.526.287	3.526.287	44.335.883	**58.441.031**
1.502.730	21.185.250	-	-	**24.190.710**	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	325.485	10.211.261	**10.536.746**	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**31.849.223**	3.061.416	32.410.040	**35.471.456**	31.389.881	27.313.531	-	-	-	**58.703.412**
313.247	313.247	313.247	5.132.554	**6.385.542**	82.046	246.137	**328.183**	328.182	328.182	328.182	328.182	5.691.198	**7.003.926**
5.156.238	-	-	-	**5.465.337**	82.320	246.959	**329.279**	329.279	329.279	5.391.004	-	-	**6.049.562**
426.478	426.478	426.478	9.282.058	**10.987.970**	105.486	316.458	**421.944**	421.944	421.944	421.944	421.944	10.086.341	**11.774.117**
5.496.733	-	-	-	**5.923.911**	105.659	316.978	**422.637**	422.637	422.637	5.831.097	-	-	**6.676.371**
-	-	-	-	**-**	110.163	7.244.456	**7.354.619**	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	99.770	7.297.112	**7.396.882**	-	-	-	-	-	**-**
388.662	6.979.147	-	-	**7.756.471**	96.133	288.398	**384.531**	384.530	384.530	384.530	7.385.970		**8.539.560**
-	-	-	-	**6.723.890**	107.564	322.693	**430.257**	430.258	7.133.427	-	-		**7.563.685**
-	-	-	-	**-**	56.529	3.213.571	**3.270.100**	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	**-**	3.768.393	-	**3.768.393**	-	-	-	-	-	**-**

b. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor (continuación)

								31 de diciembre de 2016			
								Corriente			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	7,85%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,00%	-	-	-	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,30%	110.964	332.892	**443.856**	443.856
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,49%	138.635	415.906	**554.541**	554.541
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	6,91%	70.025	210.074	**280.099**	280.099
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,19%	125.175	375.525	**500.700**	500.700
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,97%	151.041	453.123	**604.164**	604.164
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	127.780	383.340	**511.120**	511.120
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,94%	99.743	299.229	**398.972**	398.972
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,94%	105.381	6.006.243	**6.111.624**	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,06%	64.752	4.131.833	**4.196.585**	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,64%	167.538	502.615	**670.153**	670.153
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,15%	128.328	384.984	**513.312**	513.313
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,40%	161.335	484.006	**645.341**	645.342
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,24%	219.643	658.929	**878.572**	878.571
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,67%	336.568	1.009.704	**1.346.272**	1.346.271
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	188.938	566.815	**755.753**	755.754
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,76%	290.046	870.138	**1.160.184**	1.160.184
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,25%	251.898	755.694	**1.007.592**	1.007.592
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,76%	117.078	9.986.978	**10.104.056**	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,03%	212.820	638.459	**851.279**	851.279
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,87%	7.527.572	-	**7.527.572**	-
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,97%	282.454	847.363	**1.129.817**	1.129.817
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,00%	303.895	911.684	**1.215.579**	1.215.579
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,91%	221.488	664.464	**885.952**	885.951
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	$ Col	11,69%	1.592.724	4.778.171	**6.370.895**	52.346.354
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	$ Col	11,57%	1.173.647	3.520.941	**4.694.588**	4.694.589
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	$ Col	10,86%	38.682.841	-	**38.682.841**	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	$ Col	11,88%	663.574	1.990.723	**2.654.297**	2.654.297
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	$ Col	11,88%	416.280	1.248.840	**1.665.120**	1.665.120

													31 de diciembre de 2015
			No Corriente			Corriente				No Corriente			
Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	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$
-	-	-	-	-	5.732.006		5.732.006	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	-	92.940	5.291.865	5.384.805	-	-	-	-	-	**-**
443.856	6.267.020	-	-	7.154.732	116.196	348.588	464.784	464.783	464.783	464.783	6.548.565		**7.942.914**
554.541	554.541	554.541	10.321.554	12.539.718	145.245	435.735	580.980	580.980	580.980	580.980	580.980	11.366.149	**13.690.069**
4.004.086	-	-	-	4.284.185	73.305	219.914	293.219	293.219	293.219	4.183.575	-	-	**4.770.013**
500.700	500.700	500.700	8.128.388	10.131.188	131.143	393.429	524.572	524.572	524.572	524.572	524.572	9.017.708	**11.115.996**
604.164	604.164	604.164	16.245.238	18.661.894	158.242	474.727	632.969	632.969	632.969	632.969	632.969	17.624.247	**20.156.123**
511.120	511.120	511.120	15.616.779	17.661.259	133.872	401.617	535.489	535.489	535.489	535.489	535.489	16.868.345	**19.010.301**
398.972	398.972	398.972	9.524.127	11.120.015	104.498	313.495	417.993	417.994	417.994	417.994	417.994	10.373.415	**12.045.391**
-	-	-	-	-	110.347	331.041	441.388	6.385.839	-	-	-	-	**6.385.839**
-	-	-	-	-	67.781	203.343	271.124	4.407.670	-	-	-	-	**4.407.670**
670.153	10.398.629	-	-	11.738.935	175.558	526.675	702.233	702.233	702.233	702.233	10.866.005	-	**12.972.704**
513.313	513.313	513.313	13.867.212	15.920.464	134.479	403.436	537.915	537.915	537.915	537.915	537.915	14.287.204	**16.438.864**
645.342	10.543.423	-	-	11.834.107	169.060	507.179	676.239	676.238	676.238	676.238	676.238	11.017.735	-	**13.046.449**
878.571	878.571	878.571	23.583.303	27.097.587	230.147	690.441	920.588	920.588	920.588	920.588	920.588	24.598.494	**28.280.846**
1.346.271	1.346.271	20.352.477	-	24.391.290	352.647	1.057.940	1.410.587	1.410.587	1.410.587	1.410.587	1.410.587	21.265.895	**26.908.243**
755.754	755.754	755.754	13.075.863	16.098.879	197.979	593.936	791.915	791.915	791.915	791.915	791.915	14.457.206	**17.624.866**
20.483.812	-	-	-	21.643.996	303.907	911.720	1.215.627	1.215.627	1.215.627	21.403.513	-	-	**23.834.767**
1.007.592	1.007.592	1.007.592	18.693.855	22.724.223	263.940	791.820	1.055.760	1.055.760	1.055.760	1.055.760	1.055.760	20.595.659	**24.818.699**
-	-	-	-	-	122.692	368.075	490.767	10.557.968	-	-	-	-	**10.557.968**
14.429.183	-	-	-	15.280.462	224.521	673.563	898.084	898.085	898.085	15.080.872	-	-	**16.877.042**
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
1.129.817	1.129.817	1.129.817	22.123.781	26.643.049	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
1.215.579	1.215.579	1.215.579	21.828.387	26.690.703	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
885.951	885.951	885.951	16.921.484	20.465.288	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
-	-	-	-	52.346.354	1.318.361	3.955.083	5.273.444	5.273.444	52.249.218	-	-	-	**57.522.662**
36.454.831	-	-	-	41.149.420	966.592	2.899.777	3.866.369	3.866.370	3.866.370	36.715.143	-	-	**44.447.883**
-	-	-	-	-	1.116.102	3.348.305	4.464.407	39.054.871	-	-	-	-	**39.054.871**
2.654.297	2.654.297	21.512.938	-	29.475.829	551.017	1.653.050	2.204.067	2.204.066	2.204.066	2.204.066	2.204.066	21.473.245	**30.289.509**
1.665.120	1.665.120	1.665.120	15.976.986	22.637.466	344.557	1.033.670	1.378.227	1.378.226	1.378.226	1.378.226	1.378.226	16.871.733	**22.384.637**

b. Individualización de Obligaciones con el Público Garantizadas y No Garantizadas por Deudor (continuación)

								31 de diciembre de 2016			
								Corriente			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	$ Col	10,07%	974.563	2.923.689	**3.898.252**	3.898.252
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	$ Col	9,26%	792.223	2.376.670	**3.168.893**	3.168.894
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	$ Col	10,17%	508.806	1.526.419	**2.035.225**	2.035.226
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	$ Col	10,17%	3.656.396	10.969.189	**14.625.585**	14.625.585
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	$ Col	9,35%	1.796.781	5.390.343	**7.187.124**	7.187.124
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	$ Col	9,66%	1.168.959	3.506.878	**4.675.837**	4.675.838
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	$ Col	10,81%	2.468.410	7.405.229	**9.873.639**	9.873.639
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	$ Col	9,47%	1.211.077	3.633.230	**4.844.307**	4.844.307
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	$ Col	9,98%	1.047.495	3.142.485	**4.189.980**	4.189.980
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	$ Col	10,07%	315.888	947.664	**1.263.552**	1.263.552
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	$ Col	9,26%	664.870	1.994.611	**2.659.481**	2.659.482
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B3-16	Colombia	$ Col	9,33%	1.409.637	4.228.911	**5.638.548**	5.638.548
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B7-16	Colombia	$ Col	10,51%	1.932.211	5.796.633	**7.728.844**	7.728.843
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E7-16	Colombia	$ Col	7,38%	1.233.690	3.701.071	**4.934.761**	4.934.761
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	5,75%	515.146	5.106.513	**5.621.659**	5.497.308
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos Serie Única	E.E.U.U.	US$	4,00%	4.237.834	12.713.501	**16.951.335**	16.951.335
94.271.000-3	Enel Américas S.A.	Chile	97.036.000-K	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	6,60%	10.051	30.154	**40.205**	40.206
				Total				**180.645.685**	**256.771.979**	**437.417.664**	**368.208.865**

														31 de diciembre de 2015
				No Corriente				Corriente					No Corriente	
	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	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$
	36.917.886	-	-	-	40.816.138	258.219	774.658	1.032.877	1.032.878	1.032.878	11.916.341	-	-	**13.982.097**
	3.168.894	30.531.802	-	-	36.869.590	518.847	1.556.541	2.075.388	2.075.389	2.075.389	2.075.389	25.654.089	-	**31.880.256**
	2.035.226	2.035.226	20.227.805	-	26.333.483	515.898	1.547.693	2.063.591	2.063.591	2.063.591	2.063.591	2.063.591	20.454.156	**28.708.520**
	14.625.585	14.625.585	145.361.502	-	189.238.257	3.707.356	11.122.068	14.829.424	14.829.424	14.829.424	14.829.424	14.829.424	146.988.109	**206.305.805**
	7.187.124	7.187.124	7.187.124	74.047.801	102.796.297	1.443.011	4.329.034	5.772.045	5.772.045	5.772.045	5.772.045	5.772.045	79.151.390	**102.239.570**
	4.675.838	4.675.838	4.675.838	52.849.394	71.552.746	921.801	2.765.403	3.687.204	3.687.204	3.687.204	3.687.204	3.687.204	54.611.375	**69.360.191**
	9.873.639	9.873.639	9.873.639	117.934.252	157.428.808	2.046.250	6.138.749	8.184.999	8.184.998	8.184.998	8.184.998	8.184.998	120.690.336	**153.430.328**
	4.844.307	4.844.307	4.844.307	73.639.627	93.016.855	975.333	2.925.998	3.901.331	3.901.331	3.901.331	3.901.331	3.901.331	72.380.849	**87.986.173**
	4.189.980	4.189.980	4.189.980	71.481.865	88.241.785	832.281	2.496.844	3.329.125	3.329.126	3.329.126	3.329.126	3.329.126	67.969.888	**81.286.392**
	11.966.304	-	-	-	13.229.856	796.647	2.389.940	3.186.587	3.186.587	3.186.587	36.763.745	-	-	**43.136.919**
	2.659.482	25.623.699	-	-	30.942.663	618.230	1.854.690	2.472.920	2.472.920	2.472.920	2.472.920	30.568.013	-	**37.986.773**
	53.284.982	-	-	-	58.923.530	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
	7.728.843	7.728.843	7.728.843	73.677.944	104.593.316	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
	4.934.761	4.934.761	4.934.761	70.561.747	90.300.791	-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
	5.365.808	5.226.746	5.079.688	2.482.053	23.651.603	654.291	5.230.040	5.884.331	5.728.780	5.564.286	5.390.333	5.206.378	7.441.327	**29.331.104**
	16.951.335	16.951.335	16.951.335	483.190.453	550.995.793	3.005.941	186.268.331	189.274.272	-	-	-	-	-	**-**
	40.206	40.206	40.206	774.829	935.653	9.793	29.378	39.171	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	**1.000.673**
						-	-	-	-	-	-	-	-	**-**
	357.057.372	**218.905.873**	**334.143.458**	**1.304.652.299**	**2.582.967.867**	**83.809.574**	**390.616.529**	**474.426.103**	**364.189.519**	**303.125.018**	**255.703.034**	**158.563.512**	**893.873.232**	**1.975.454.315**

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

								31 de diciembre de 2016			
								Corriente			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Union Temporal Rentacol	Colombia	$ Col	10,80%	121.091	293.591	414.682	-
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	10,98%	17.091	49.160	66.251	64.576
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	7,36%	12.635	24.842	37.477	14.041
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	$ Col	9,48%	3.305	9.611	12.916	13.768
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	$ Col	7,08%	72.980	209.948	282.928	207.290
Extranjero	Codensa	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	9,54%	8.223	23.938	32.161	35.284
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	-	-	-	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	33.408	-	33.408	-
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,60%	285.899	854.297	1.140.196	567.670
Extranjero	Enel Distribución Perú S.A. (ex Edelnor S.A.A.)	Perú	Extranjero	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,13%	163.428	488.999	652.427	162.562
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	5,80%	1.736.535	5.098.471	6.835.006	6.538.651
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	3,75%	261.887	4.229.971	4.491.858	5.456.640
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,70%	595.129	1.747.214	2.342.343	2.240.547
Extranjero	Enel Generación Piura S.A. (ex EE Piura)	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	3,63%	15.670	135.913	151.583	509.675
Extranjero	Enel Generación Perú S.A. (ex Edegel S.A.A.)	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US$	2,75%	14.760.419	-	14.760.419	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Transportes Especializados JR	Colombia	$ Col	11,69%	99.842	280.862	380.704	376.687
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Consorcio Empresarial	Colombia	$ Col	7,08%	2.803	7.913	10.716	7.305
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Mareauto Colombia SAS	Colombia	$ Col	10,98%	7.844	22.335	30.179	30.263
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	8,40%	6.459	17.970	24.429	19.242
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Equirent S.A.	Colombia	$ Col	7,70%	59.170	167.939	227.109	207.919
			Total					**18.263.818**	**13.662.974**	**31.926.792**	**16.452.120**

31 de diciembre de 2015

No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	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$
-	-	-	-	-	104.950	284.704	389.654	309.519	-	-	-	-	309.519
52.699	28.380	-	-	145.655	3.894	11.011	14.905	14.462	6.468	-	-	-	20.930
-	-	-	-	14.041	24.433	35.543	59.976	25.939	13.636	-	-	-	39.575
9.712	-	-	-	23.480	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	207.290	-	-	-	-	-	-	-	-	-
32.917	20.630	-	-	88.831	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	111.240	-	111.240	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	88.396	181.920	270.316	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	81.772	245.252	327.024	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	77.478	232.058	309.536	12.127	-	-	-	-	12.127
-	-	-	-	-	68.777	205.694	274.471	22.795	-	-	-	-	22.795
-	-	-	-	567.670	948	2.845	3.793	70.687	-	-	-	-	70.687
-	-	-	-	162.562	174.389	519.118	693.507	682.380	-	-	-	-	682.380
6.242.297	13.932.443	-	-	26.713.391	1.905.026	5.600.924	7.505.950	7.201.538	6.897.126	6.592.714	14.774.124	-	35.465.502
5.247.130	5.037.621	4.828.111	1.174.292	21.743.794	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2.138.751	4.771.771	-	-	9.151.069	649.814	1.909.231	2.559.045	2.451.818	2.344.592	2.237.365	4.986.674	-	12.020.449
411.020	202.373	-	-	1.123.068	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	2.584.782	7.682.823	10.267.605	15.644.049	-	-	-	-	15.644.049
243.246	-	-	-	619.933	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	7.305	-	-	-	-	-	-	-	-	-
26.457	13.676	-	-	70.396	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	19.242	7.331	21.099	28.430	27.912	23.306	-	-	-	51.218
166.829	9.671	-	-	384.419	6.977	20.183	27.160	27.731	20.095	-	-	-	47.826
14.571.058	**24.016.565**	**4.828.111**	**1.174.292**	**61.042.146**	**5.890.207**	**16.952.405**	**22.842.612**	**26.490.957**	**9.305.223**	**8.830.079**	**19.760.798**	**-**	**64.387.057**

d) Otras Obligaciones

Individualización de Otras Obligaciones

								31 de diciembre de 2016			
								Corriente			
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Empresa Acreedora	Nombre del Acreedor	País Empresa Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M$	Más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$
Extranjero	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	9,17%	-	-	-	-
Extranjero	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	8,33%	-	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,85%	-	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Eletrobras	Brasil	Real	6,08%	540.385	1.580.668	2.121.053	1.900.904
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	BNDES	Brasil	Real	10,43%	-	-	-	-
Extranjero	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco do Brasil	Brasil	US$	52,56%	-	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Mitsubishi (dueda garantizada)	Argentina	US$	0,25%	-	2.128.962	2.128.962	2.119.963
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Other	Argentina	$ Arg	28,78%	-	-	-	-
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Other	Argentina	US$	2,53%	184.690	-	184.690	-
			Totales					**725.075**	**3.709.630**	**4.434.705**	**4.020.867**

								31 de diciembre de 2015						
	No Corriente					Corriente			No Corriente					
	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	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$
	-	-	-	-	-	7.170.765	22.702.647	29.873.412	29.555.949	23.816.520	18.573.479	12.754.861	8.800.388	**93.501.197**
	-	-	-	-	-	298.586	868.484	1.167.070	1.094.340	1.021.609	948.878	447.165	-	**3.511.992**
	-	-	-	-	-	1.200.204	3.489.229	4.689.433	4.392.407	4.095.381	977.435	-	-	**9.465.223**
	1.679.735	1.383.840	981.885	813.159	6.759.523	693.523	1.569.329	2.262.852	1.878.520	1.681.608	1.485.719	1.223.656	1.609.492	**7.878.995**
	-	-	-	-	-	2.314.061	7.646.652	9.960.713	10.148.604	9.382.994	8.617.385	5.533.315	3.928.496	**37.610.794**
	-	-	-	-	-	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	2.247.602	**2.579.921**
	2.119.963	2.119.963	2.119.963	25.434.497	33.914.349	590.129	1.768.176	2.358.305	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	**34.697.338**
	-	-	-	-	-	2.347.678	14.015.924	16.363.602	4.358.417	681.224	-	-	-	**5.039.641**
	-	-	-	-	-	898	196.109	197.007	-	-	-	-	-	**-**
	3.799.698	**3.503.803**	**3.101.848**	**26.247.656**	**40.673.872**	**14.636.614**	**52.318.860**	**66.955.474**	**57.321.930**	**42.554.650**	**32.569.469**	**21.979.379**	**39.859.673**	**194.285.101**

Anexo N°5 Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			**447.162.955**	**22.124.481**
	Dólar	Peso chileno	342.409.661	6.606.837
	Dólar	Peso Colombiano	878.967	195.597
	Dólar	Soles	101.615.471	14.024.599
	Dólar	Peso Argentino	2.258.856	1.297.448
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios			**447.162.955**	**22.124.481**
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			**447.162.955**	**22.124.481**

			31/12/2016							
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes				
PASIVOS	**Moneda extranjera**	**Moneda funcional**	**Hasta 90 días M$**	**de 91 días a 1 año M$**	**Total Corriente**	**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$**
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares	Pesos chileno	4.247.885	12.743.655	16.991.540	16.991.541	16.991.541	16.991.541	16.991.541	483.965.282
	Dólares	Reales	608.685	1.826.054	2.434.739	28.104.548	51.313.622	82.652	82.652	2.049.705
	Dólares	Soles	18.278.780	28.501.008	46.779.788	38.668.018	18.494.721	26.578.062	5.254.589	10.456.350
	Dólares	Peso Argentino	184.690	2.128.962	2.313.652	2.119.963	2.119.963	2.119.963	2.119.963	25.434.497
TOTAL PASIVOS			**23.320.040**	**45.199.679**	**68.519.719**	**85.884.070**	**88.919.847**	**45.772.218**	**24.448.745**	**521.905.834**

	31/12/2015									
		Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					
	Total no Corriente	Hasta 90 días M$	de 91 días a 1 año M$	Total Corriente	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
	551.931.446	3.015.734	186.297.709	189.313.443	39.170	39.170	39.170	39.170	843.993	1.000.673
	81.633.179	20.770	62.310	83.080	83.080	83.079	83.080	83.080	2.247.602	2.579.921
	99.451.740	31.821.714	32.310.979	64.132.693	28.734.262	34.555.459	13.529.933	22.582.038	10.086.341	109.488.033
	33.914.349	4.492.243	1.964.285	6.456.528	5.810.613	1.792.235	1.883.493	1.937.302	23.273.695	34.697.338
	766.930.714	**39.350.461**	**220.635.283**	**259.985.744**	**34.667.125**	**36.469.943**	**15.535.676**	**24.641.590**	**36.451.631**	**147.765.965**

Anexo N°6 Información Adicional Oficio Circular N° 715 de 03 de Febrero de 2012

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar:

	Saldo al 31/12/2016				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	**Cartera al día M$**	**Morosidad 1-30 días M$**	**Morosidad 31-60 días M$**	**Morosidad 61-90 días M$**	**Morosidad 91-120 días M$**
Cuentas comerciales por cobrar bruto	612.692.552	114.409.279	41.374.075	17.311.962	16.413.107
Provisión de deterioro	(2.428.585)	(10.092.511)	(1.480.139)	(1.157.646)	(7.559.830)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	210.005.702	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(2.863.040)	-	-	-	-
Total	**817.406.629**	**104.316.768**	**39.893.936**	**16.154.316**	**8.853.277**

	Saldo al 31/12/2015				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	**Cartera al día M$**	**Morosidad 1-30 días M$**	**Morosidad 31-60 días M$**	**Morosidad 61-90 días M$**	**Morosidad 91-120 días M$**
Cuentas comerciales por cobrar bruto	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116	20.749.032
Provisión de deterioro	(1.402.962)	(682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)	(5.939.987)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	334.685.900	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(1.125.601)	-	-	-	-
Total	**909.197.681**	**69.067.489**	**35.150.526**	**13.677.520**	**14.809.045**

Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
14.084.028	13.110.063	6.415.162	5.684.730	157.931.484	999.426.442	77.366.903
(8.685.245)	(8.275.017)	(4.156.072)	(3.212.876)	(129.301.956)	(176.349.877)	(13.848.917)
-	-	-	-	-	210.005.702	296.129.610
-	-	-	-	-	(2.863.040)	-
5.398.783	**4.835.046**	**2.259.090**	**2.471.854**	**28.629.528**	**1.030.219.227**	**359.647.596**

Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	859.695.602	82.274.666
(7.094.068)	(19.937.434)	(6.841.473)	(7.231.279)	(52.413.506)	(105.124.334)	-
-	-	-	-	-	334.685.900	316.421.198
-	-	-	-	-	(1.125.601)	-
5.530.529	**5.443.613**	**3.568.851**	**1.845.410**	**29.840.903**	**1.088.131.567**	**398.695.864**

- Por tipo de cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/2016					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$
Al día	10.715.965	647.724.479	166.329	42.334.976	10.882.294	690.059.455
Entre 1 y 30 días	2.751.759	108.850.914	88.131	5.558.365	2.839.890	114.409.279
Entre 31 y 60 días	469.136	37.165.591	14.112	4.208.484	483.248	41.374.075
Entre 61 y 90 días	220.322	13.885.175	9.659	3.426.787	229.981	17.311.962
Entre 91 y 120 días	148.926	13.453.789	7.085	2.959.318	156.011	16.413.107
Entre 121 y 150 días	120.143	11.724.815	6.750	2.359.213	126.893	14.084.028
Entre 151 y 180 días	112.314	11.066.895	6.248	2.043.168	118.562	13.110.063
Entre 181 y 210 días	75.001	4.562.525	5.098	1.852.637	80.099	6.415.162
Entre 211 y 250 días	64.955	3.940.491	3.840	1.744.239	68.795	5.684.730
Superior a 251 días	185.801	149.080.281	41.014	8.851.203	226.815	157.931.484
Total	**14.864.322**	**1.001.454.955**	**348.266**	**75.338.390**	**15.212.588**	**1.076.793.345**

b) Cartera protestada y en cobranza judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/2016		Saldo al 31/12/2015	
	Número de clientes	Monto M$	Número de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	1.876.256	26.348.864	1.872.073	23.354.556
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	5.309	17.230.672	4.219	16.044.580
Total	**1.881.565**	**43.579.536**	**1.876.292**	**39.399.136**

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

c) Provisiones y castigos

Provisiones y castigos	Saldo al	
	31/12/2016 M$	31/12/2015 M$
Provisión cartera no repactada	67.307.619	25.846.624
Provisión cartera repactada	11.027.648	6.081.295
Castigos del período	-	(23.480.578)
Recuperos del período	10.416.267	14.962.098
Total	**88.751.534**	**23.409.439**

Saldo al 31/12/2015					
Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$
9.496.241	629.928.769	195.019	29.386.241	9.691.260	659.315.010
2.104.270	65.980.622	80.275	3.769.265	2.184.545	69.749.887
285.256	34.798.871	6.727	1.923.286	291.983	36.722.157
77.855	14.036.045	7.552	1.651.071	85.407	15.687.116
177.160	19.282.854	5.840	1.466.178	183.000	20.749.032
172.778	11.272.010	6.289	1.352.587	179.067	12.624.597
111.678	24.222.662	6.415	1.158.385	118.093	25.381.047
94.221	9.312.808	4.390	1.097.516	98.611	10.410.324
55.382	8.049.056	4.688	1.027.633	60.070	9.076.689
618.700	78.781.681	8.092	3.472.728	626.792	82.254.409
13.193.541	**895.665.378**	**325.287**	**46.304.890**	**13.518.828**	**941.970.268**

d) Número y monto de operaciones

Número y monto operaciones	Saldo al 31/12/2016		Saldo al 31/12/2015	
	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M$	Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M$	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	4.060.885	10.198.839	199.988	557.364
Monto de las operaciones	45.257.339	88.751.534	11.043.157	46.890.017

Anexo N°6.1 Información Complementaria de Cuentas Comerciales

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

a) Estratificación de la cartera

- Por antigüedad de las cuentas comerciales:

	Saldo al 31/12/2016				
Cuentas comerciales por cobrar	**Cartera al día M$**	**Morosidad 1-30 días M$**	**Morosidad 31-60 días M$**	**Morosidad 61-90 días M$**	**Morosidad 91-120 días M$**
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**163.423.071**	**12.052.236**	**3.184.081**	**1.670.503**	**2.647.827**
-Grandes Clientes	61.981.503	11.672.600	2.348.156	191.723	88.862
-Clientes Institucionales	67.089.184	-	-	-	-
-Otros	34.352.384	379.636	835.925	1.478.780	2.558.965
Provisión Deterioro	(1.979.501)	(7.697.800)	(1.577)	(13.052)	-
Servicios no facturados	65.179.838	-	-	-	-
Servicios facturados	98.243.233	12.052.236	3.184.081	1.670.503	2.647.827
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**449.269.481**	**102.357.043**	**38.189.994**	**15.641.459**	**13.765.280**
-Clientes Masivos	295.417.471	74.555.391	25.096.876	9.368.311	9.116.335
-Grandes Clientes	103.254.528	11.481.488	5.582.550	2.017.138	1.778.433
-Clientes Institucionales	50.597.482	16.320.164	7.510.568	4.256.010	2.870.512
Provisión Deterioro	(449.084)	(2.394.711)	(1.478.562)	(1.144.594)	(7.559.830)
Servicios no facturados	218.481.746	-	-	-	-
Servicios facturados	230.787.735	102.357.043	38.189.994	15.641.459	13.765.280
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	612.692.552	114.409.279	41.374.075	17.311.962	16.413.107
Total Provisión Deterioro	(2.428.585)	(10.092.511)	(1.480.139)	(1.157.646)	(7.559.830)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	610.263.967	104.316.768	39.893.936	16.154.316	8.853.277

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Morosidad superior a 365 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
1.852.752	**1.455.697**	**669.108**	**226.801**	**9.947.084**	**57.294.597**	**254.423.757**	**34.797.069**
86.765	195.575	1.653	167.593	9.491.121	564.890	86.790.441	-
-	-	-	-	-	-	67.089.184	34.786.871
1.765.987	1.260.122	667.455	59.208	455.963	56.729.707	100.544.132	10.198
(131.117)	-	(1.653)	-	(4.524.213)	(50.083.809)	(64.432.722)	-
-	-	-	-	-	-	65.179.838	-
1.852.752	1.455.697	669.108	226.801	9.947.084	57.294.597	189.243.919	34.797.069
12.231.276	**11.654.366**	**5.746.054**	**5.457.929**	**23.645.724**	**67.044.079**	**745.002.685**	**42.569.834**
7.714.907	7.389.601	3.026.774	2.155.251	18.930.141	24.078.813	476.849.871	17.927.760
1.317.309	1.528.575	1.089.278	1.438.281	3.073.285	26.004.387	158.565.252	6.571.345
3.199.060	2.736.190	1.630.002	1.864.397	1.642.298	16.960.879	109.587.562	18.070.729
(8.554.128)	(8.275.017)	(4.154.419)	(3.212.876)	(16.432.907)	(58.261.027)	(111.917.155)	(13.848.917)
-	-	-	-	-	-	218.481.746	-
12.231.276	11.654.366	5.746.054	5.457.929	23.645.724	67.044.079	526.520.939	42.569.834
14.084.028	13.110.063	6.415.162	5.684.730	33.592.808	124.338.676	**999.426.442**	77.366.903
(8.685.245)	(8.275.017)	(4.156.072)	(3.212.876)	(20.957.120)	(108.344.836)	**(176.349.877)**	(13.848.917)
5.398.783	4.835.046	2.259.090	2.471.854	12.635.688	15.993.840	**823.076.565**	63.517.986

	Saldo al 31/12/2015			
Cuentas comerciales por cobrar	**Cartera al día M$**	**Morosidad 1-30 días M$**	**Morosidad 31-60 días M$**	**Morosidad 61-90 días M$**
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**214.520.868**	**10.315.795**	**3.889.661**	**3.959.399**
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.996
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-
-Otros	32.373.023	892.892	54.037	154.403
Provisión Deterioro	(212.623)	-	-	(363.070)
Servicios no facturados	89.723.981	-	-	-
Servicios facturados	124.796.887	10.315.795	3.889.661	3.959.399
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**362.519.476**	**59.434.092**	**32.832.496**	**11.727.717**
-Clientes Masivos	217.119.041	36.222.800	21.046.214	7.845.767
-Grandes Clientes	99.833.365	12.867.396	6.598.117	1.338.886
-Clientes Institucionales	45.567.070	10.343.896	5.188.165	2.543.064
Provisión Deterioro	(1.190.339)	(682.398)	(1.571.631)	(1.646.526)
Servicios no facturados	173.794.483	-	-	-
Servicios facturados	188.724.993	59.434.092	32.832.496	11.727.717
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	577.040.344	69.749.887	36.722.157	15.687.116
Total Provisión Deterioro	(1.402.962)	(682.398)	(1.571.631)	(2.009.596)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	575.637.382	69.067.489	35.150.526	13.677.520

Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Morosidad superior a 365 días	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
3.758.589	**3.671.364**	**3.869.173**	**5.219.854**	**118.598**	**47.438.345**	**-**	**296.761.646**	**55.582.276**
3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.646	-	142.976.051	-
-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	52.371.150
24.463	30.266	318.316	26.930	43.276	43.070.699	-	76.988.305	3.211.126
-	-	(415.609)	(2.735.412)	-	(45.093.112)	-	(48.819.826)	-
-	-	-	-	-	-	-	89.723.981	32.993.708
3.758.589	3.671.364	3.869.173	5.219.854	118.598	47.438.345	-	207.037.665	22.588.568
16.990.443	**8.953.233**	**21.511.874**	**5.190.470**	**8.958.091**	**34.816.064**	**-**	**562.933.956**	**26.692.390**
5.350.487	5.742.028	18.419.905	2.598.396	6.157.123	10.208.043	-	330.709.804	13.043.874
1.095.541	996.107	1.253.697	767.947	850.748	21.559.120	-	147.160.924	3.424.933
10.544.415	2.215.098	1.838.272	1.824.127	1.950.220	3.048.901	-	85.063.228	10.223.583
(5.939.987)	(7.094.068)	(19.521.825)	(4.106.061)	(7.231.279)	(7.320.394)	-	(56.304.508)	-
-	-	-	-	-	-	-	173.794.483	-
16.990.443	8.953.233	21.511.874	5.190.470	8.958.091	34.816.064	-	389.139.473	26.692.390
20.749.032	12.624.597	25.381.047	10.410.324	9.076.689	82.254.409	-	**859.695.602**	82.274.666
(5.939.987)	(7.094.068)	(19.937.434)	(6.841.473)	(7.231.279)	(52.413.506)	-	**(105.124.334)**	-
14.809.045	5.530.529	5.443.613	3.568.851	1.845.410	29.840.903	-	**754.571.268**	82.274.666

- Por tipo de cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 31/12/2016 Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN				
Cartera no repactada	**157.599.788**	**12.020.281**	**3.160.059**	**1.659.900**
-Grandes Clientes	61.981.503	11.672.600	2.348.156	191.724
-Clientes Institucionales	67.089.184	-	-	-
-Otros	28.529.101	347.681	811.903	1.468.176
Cartera repactada	**5.823.283**	**31.955**	**24.022**	**10.603**
-Grandes Clientes	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-
-Otros	5.823.283	31.955	24.022	10.603
DISTRIBUCIÓN				
Cartera no repactada	**444.417.873**	**96.830.633**	**34.005.532**	**12.225.275**
-Clientes Masivos	291.576.675	71.602.635	22.727.593	7.712.664
-Grandes Clientes	102.779.132	10.541.859	5.002.012	1.441.639
-Clientes Institucionales	50.062.066	14.686.139	6.275.927	3.070.972
Cartera repactada	**4.851.608**	**5.526.410**	**4.184.462**	**3.416.184**
-Clientes Masivos	3.840.796	2.952.755	2.369.283	1.655.648
-Grandes Clientes	475.396	939.630	580.538	575.498
-Clientes Institucionales	535.416	1.634.025	1.234.641	1.185.038
Total cartera bruta	**612.692.552**	**114.409.279**	**41.374.075**	**17.311.962**

Tipos de cartera	Saldo al 31/12/2015 Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN				
Cartera no repactada	**209.710.717**	**10.292.925**	**3.835.624**	**3.934.142**
-Grandes Clientes	105.350.555	9.422.903	3.835.624	3.804.997
-Clientes Institucionales	76.797.290	-	-	-
-Otros	27.562.872	870.022	-	129.145
Cartera repactada	**4.810.151**	**22.870**	**54.037**	**25.257**
-Grandes Clientes	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-
-Otros	4.810.151	22.870	54.037	25.257
DISTRIBUCIÓN				
Cartera no repactada	**360.318.915**	**55.687.697**	**30.963.247**	**10.101.903**
-Clientes Masivos	215.638.939	34.316.549	19.859.514	6.818.125
-Grandes Clientes	99.340.127	11.546.722	6.337.137	1.122.596
-Clientes Institucionales	45.339.849	9.824.426	4.766.596	2.161.182
Cartera repactada	**2.200.561**	**3.746.395**	**1.869.249**	**1.625.814**
-Clientes Masivos	1.480.102	1.906.252	1.186.699	1.027.641
-Grandes Clientes	493.237	1.320.673	260.980	216.290
-Clientes Institucionales	227.222	519.470	421.570	381.883
Total cartera bruta	**577.040.344**	**69.749.887**	**36.722.157**	**15.687.116**

Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Morosidad superior a 365 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
2.624.191	**1.812.247**	**1.414.288**	**653.432**	**209.251**	**66.351.275**	**-**	**247.504.712**	**34.797.069**
88.863	86.766	195.575	1.654	167.593	10.056.012	-	86.790.446	-
-	-	-	-	-	-	-	67.089.184	34.786.871
2.535.328	1.725.481	1.218.713	651.778	41.658	56.295.263	-	93.625.082	10.198
23.636	**40.505**	**41.409**	**15.676**	**17.550**	**890.406**	**-**	**6.919.045**	**-**
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
23.636	40.505	41.409	15.676	17.550	890.406	-	6.919.045	-
10.829.598	**9.912.568**	**9.652.607**	**3.909.093**	**3.731.240**	**82.729.006**	**-**	**708.243.425**	**10.909.749**
7.846.740	6.705.936	6.537.114	2.339.771	1.556.748	39.930.189	-	458.536.065	2.176.467
1.268.806	1.161.497	1.421.501	980.632	1.336.218	28.510.457	-	154.443.753	1.393.034
1.714.052	2.045.135	1.693.992	588.690	838.274	14.288.360	-	95.263.607	7.340.248
2.935.682	**2.318.708**	**2.001.759**	**1.836.961**	**1.726.689**	**7.960.797**	**-**	**36.759.260**	**31.660.085**
1.269.595	1.008.970	852.487	687.004	598.503	3.078.765	-	18.313.806	15.751.292
509.627	155.813	107.074	108.645	102.063	567.215	-	4.121.499	5.178.312
1.156.460	1.153.925	1.042.198	1.041.312	1.026.123	4.314.817	-	14.323.955	10.730.481
16.413.107	**14.084.028**	**13.110.063**	**6.415.162**	**5.684.730**	**157.931.484**	**-**	**999.426.442**	**77.366.903**

Morosidad 91-120 días M$	Morosidad 121-150 días M$	Morosidad 151-180 días M$	Morosidad 181-210 días M$	Morosidad 211-250 días M$	Morosidad superior a 251 días M$	Morosidad superior a 365 días M$	Total Corriente M$	Total No Corriente M$
3.734.126	**3.641.098**	**3.839.625**	**5.192.924**	**75.322**	**47.048.299**	**-**	**291.304.802**	**-**
3.734.126	3.641.098	3.550.857	5.192.924	75.322	4.367.645	-	142.976.051	-
-	-	-	-	-	-	-	76.797.290	-
-	-	288.768	-	-	42.680.654	-	71.531.461	-
24.463	**30.266**	**29.548**	**26.930**	**43.276**	**390.045**	**-**	**5.456.843**	**-**
-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-
24.463	30.266	29.548	26.930	43.276	390.045	-	5.456.843	-
15.548.728	**7.630.912**	**20.383.037**	**4.119.884**	**7.973.734**	**31.733.382**	**-**	**544.461.439**	**-**
4.452.336	4.953.953	17.774.987	2.008.723	5.629.594	8.660.803	-	320.113.523	-
936.511	831.176	1.130.633	643.942	736.404	4.107.633	-	126.732.881	-
10.159.881	1.845.783	1.477.417	1.467.219	1.607.736	18.964.946	-	97.615.035	-
1.441.715	**1.322.321**	**1.128.837**	**1.070.586**	**984.357**	**3.082.683**	**-**	**18.472.518**	**-**
898.152	788.075	644.917	589.672	527.529	1.547.241	-	10.596.280	-
159.030	164.931	123.064	124.005	114.344	428.743	-	3.405.297	-
384.533	369.315	360.856	356.909	342.484	1.106.699	-	4.470.941	-
20.749.032	**12.624.597**	**25.381.047**	**10.410.324**	**9.076.689**	**82.254.409**	**-**	**859.695.602**	**-**

Anexo N°6.2 Estimaciones de Ventas y Compras de Energía, Potencia y Peaje

Este anexo forma parte integral de los estados financieros consolidados de Enel Américas.

País	COLOMBIA				PERÚ			
	31.12.2016		31.12.2015		31.12.2016		31.12.2015	
BALANCE	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	-	312.398	231.744	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	75.674.474	6.265.931	91.292.198	3.767.410	21.077.200	5.157.324	39.545.565	5.091.255
Total Activo estimado	**75.674.474**	**6.265.931**	**91.604.596**	**3.999.154**	**21.077.200**	**5.157.324**	**39.545.565**	**5.091.255**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	43.386	85.780	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	27.714.500	5.362.685	21.741.708	5.032.612	4.661.902	4.485.624	25.029.210	4.373.789
Total Pasivo estimado	**27.714.500**	**5.362.685**	**21.785.094**	**5.118.392**	**4.661.902**	**4.485.624**	**25.029.210**	**4.373.789**

País	COLOMBIA				PERÚ			
	31.12.2016		31.12.2015		31.12.2016		31.12.2015	
RESULTADO	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**	**Energía y Potencia**	**Peajes**
Venta Energía	**75.411.842**	**6.244.185**	**91.614.430**	**3.782.034**	**21.207.991**	**5.189.327**	**39.027.533**	**5.024.561**
Compra de Energía	**27.618.316**	**5.344.074**	**20.447.041**	**5.223.843**	**4.687.775**	**4.505.343**	**24.701.337**	**4.316.494**

	ARGENTINA				BRASIL				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
	-	-	-	-	269.050	6.872	-	5.967	269.050	6.872	312.398	237.711
	59.962.061	44.671	26.291.133	114.662	115.033.802	6.218.708	95.783.612	4.867.959	271.747.537	17.686.634	252.912.508	13.841.286
	59.962.061	**44.671**	**26.291.133**	**114.662**	**115.302.852**	**6.225.580**	**95.783.612**	**4.873.926**	**272.016.587**	**17.693.506**	**253.224.906**	**14.078.997**
	-	-	-	-	-	-	1.107.814	1.107.814	-	-	1.151.200	1.193.594
	22.840.714	-	8.559.240	-	119.226.938	5.057.207	167.569.844	3.833.787	174.444.054	14.905.516	222.900.002	13.240.188
	22.840.714	**-**	**8.559.240**	**-**	**119.226.938**	**5.057.207**	**168.677.658**	**4.941.601**	**174.444.054**	**14.905.516**	**224.051.202**	**14.433.782**

	ARGENTINA				BRASIL				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
	65.936.012	**48.610**	**24.469.681**	**148.113**	**108.909.847**	**5.947.512**	**104.917.610**	**5.394.125**	**271.465.692**	**17.429.634**	**260.029.254**	**14.348.833**
	24.854.838	**-**	**10.541.703**	**-**	**115.091.736**	**4.776.808**	**184.762.886**	**4.199.379**	**172.252.665**	**14.626.225**	**240.452.967**	**13.739.716**

Anexo N°7 Detalle Vencimiento Proveedores

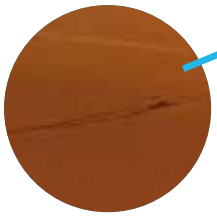
Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enel Américas.

	Saldo al 31/12/2016			
Proveedores con pagos al día	**Bienes M$**	**Servicios M$**	**Otros M$**	**Total M$**
Hasta 30 días	-	107.497.513	154.965.138	262.462.651
Entre 31 y 60 días	-	12.930.444	23.010.172	35.940.616
Entre 61 y 90 días	-	-	1.215.148	1.215.148
Entre 91 y 120 días	-	-	341.995	341.995
Entre 121 y 365 días	-	-	6.051.633	6.051.633
Más de 365 días	-	-	1.700.008	1.700.008
Total	**-**	**120.427.957**	**187.284.094**	**307.712.051**

	Saldo al 31/12/2016			
Proveedores con plazos vencidos	**Bienes M$**	**Servicios M$**	**Otros M$**	**Total M$**
Hasta 30 días	-	-	6.598.959	6.598.959
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	6.472.974	6.472.974
Entre 121 y 365 días	-	-	9.695.136	9.695.136
Más de 365 días	-	-	66.801.033	66.801.033
Total	**-**	**-**	**89.568.102**	**89.568.102**

	Saldo al 31/12/2015			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
	-	107.441.015	179.688.300	287.129.315
	-	13.041.611	16.446.525	29.488.136
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	-	2.278.233	2.278.233
	-	**120.482.626**	**198.413.058**	**318.895.684**

	Saldo al 31/12/2015			
	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
	-	-	10.249.865	10.249.865
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	-	-	-
	-	-	87.506.351	87.506.351
	-	**-**	**97.756.216**	**97.756.216**



Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados Grupo Enel Américas

al 31 de Diciembre de 2016

- Los ingresos mostraron una disminución de 2.0% comparado con el año anterior, llegando a Ch$ 5.197.286 millones, lo cual se explica principalmente por la devaluación de las monedas extranjeras frente al peso chileno.

- El EBITDA aumentó en 1.7% explicado por mejores resultados en Brasil, Colombia y Argentina, compensado parciamente por Perú debido al castigo por los retiros de los proyecto Curibamba y Marañon por Ch$ 21.285 millones y por provisión de reclamación legal por Ch$ 28.086 millones. Aislando el efecto de tipo de cambio y los efectos no recurrentes, el EBITDA hubiese aumentado en 16,1%.

	EBITDA		
	31 de diciembre		
	2016	2015	Variación
País	(MMCh$)		%
Argentina	208.253	205.438	1,4
Brasil	463.583	383.211	21,0
Colombia	743.460	707.189	5,1
Perú	304.905	352.147	(13,4)
Enel Américas (*)	1.643.369	1.615.112	1,7

(*) Incluye Holding e eliminaciones

- El Resultado de Explotación (EBIT) muestra una disminución de 3.0% respecto a 2015, llegando a Ch$ 1.217.155 millones.

- El Resultado después de impuestos, antes de las operaciones discontinuadas, llegó a Ch$ 571.115 millones, un 24.5% menos que en el mismo período del año anterior, explicado por una disminución en el resultado financiero de 324.998 millones, comparando los períodos 2016 con 2015

- La deuda financiera neta alcanzó los USD 1.516 millones, un 15.6% menos que al cierre de 2015, explicado principalmente por un aumento de USD 1.035 millones en la caja consolidada.

- El CAPEX en 2016 fue Ch$ 839.862 millones, un 39,5% menor que en el año anterior, producto principalmente del hecho de tener incluido Chile en el 2015 y por la finalización de la planta hidroeléctrica de 400 MW "El Quimbo" en Colombia a fines del año anterior.

Resumen por negocio

Generación

- El negocio de generación mostró un leve incremento de 1.1% en el EBITDA, llegando a Ch$ 874.739 millones. Esto se explica por los mejores resultados obtenidos en Brasil, Colombia y Argentina.

Información Física

	2016	2015	Variación
Total Ventas (GWh)	50.575	48.481	4,32%
Total Generación (GWh)	40.439	42.109	-3,97%

Distribución

- En distribución, el EBITDA fue un 8,0% superior al del año anterior, llegando a Ch$ 845.461 millones, explicado principalmente por un mejor desempeño en Brasil, junto con Colombia y Perú. El número de clientes mostró un importante aumento de 627.935, explicado en parte por Colombia y la incorporación de 297.606 clientes de Cundinamarca, luego que ésta se fusionara con Codensa.

Información Física

	2016	2015	Variación
Total Ventas (GWh)	62.715	62.373	0,55%
Número de clientes	14.063.649	13.435.714	4,66%

Resumen financiero

- La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

  - Caja y caja equivalente: US$ 2.689 millones
  - Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días: US$ 2.757 millones
  - Líneas de crédito comprometidas disponibles:US$ 255 millones

- La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2016 aumentó hasta 9,7% desde 9,5% del mismo periodo del año anterior, influenciado principalmente por una mayor inflación en Colombia y mayores tasas en la deuda tomada en Brasil. Todo lo anterior en parte contrarrestado con mejores condiciones de inflación en Chile.

Cobertura y protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enel Américas S.A. (continuadora de la antigua Enersis Américas S.A.) ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enel Américas S.A. (consolidado), establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, Enel Américas S.A. tiene contratado cross currency swaps por US$ 131 millones y forwards por US$ 3.174 millones.

- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, Enel Américas S.A. (consolidado) mantiene un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US$ 34 millones.

Información relevante para el análisis de los presentes estados financieros

Reorganizacion Societaria

Etapa de División:

Tal y como se indica en Nota 5 a los estados financieros por el año terminado el 31 de diciembre de 2016, con fecha 18 de diciembre de 2015, la Junta de Accionistas de Enersis S.A resolvió aprobar la división de la compañía sujeta al cumplimiento de ciertas condiciones suspensivas. Esta consistió en la división de Enersis y sus filiales, Endesa Chile y Chilectra, de forma tal que quedaron separados por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile.

Con fecha 1 de marzo de 2016, y habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enersis Chile y sus filiales, Endesa Chile y Chilectra, y desde esa misma fecha comenzaron a existir legalmente las filiales Enersis Américas (continuadora de la anterior Enersis S.A.), Endesa Américas, Chilectra Américas y Enel Chile S.A (ex Enersis Chile S.A.).

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 y distribución de Chile por el periodo de dos meses terminado al 29 de febrero de 2016, se consideran operaciones discontinuadas y son presentadas en el rubro "Ganancias (pérdidas) procedentes de operaciones discontinuadas" del estado de resultados integrales consolidado.

A efectos comparativos, este esquema de presentación también ha sido aplicado a los resultados correspondientes al año 2015, con lo cual estado de resultados integrales consolidados del año anterior ha sido re-expresado.

Etapa de Fusión:

En Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 28 de septiembre de 2016, los respectivos accionistas de Enersis Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas, votaron y aprobaron con más de dos tercios de las acciones con derecho a voto de cada una de las entidades, la fusión de Endesa Américas y Chilectra Américas con y en Enersis Américas, siendo Enersis Américas la sociedad continuadora. En esta fusión, Enersis Américas absorbería por incorporación a Endesa Américas y Chilectra Américas, cada una de las cuales sería sin liquidación, sucediéndolas Enersis Américas en todos sus derechos y obligaciones. Con fecha 01 de Diciembre de 2016, Enersis Américas cambió su nombre a Enel Américas S.A.

Para mayor información de la división y fusión, ver nota 5.1. y 24.1.1 de los estados financieros consolidados de Enel Américas al 31 de diciembre de 2016.

Mercados en que participa la empresa

Enel Américas posee y opera sociedades de generación, transmisión y distribución en Argentina, Brasil, Colombia y Perú. Virtualmente casi todos los ingresos, resultados y flujos de efectivo provienen de las operaciones de nuestras filiales, entidades controladas conjuntamente y asociadas en estos cuatro países.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de diciembre de 2016 y 2015, de las entidades que operan en Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

Segmento de Negocio Generación y Transmisión

Empresa	Mercados en que participa	Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado	
		2016	2015	2016	2015
Enel Generación Costanera S.A.	SIN Argentina	5.713	8.168	4,3%	6,2%
Enel Generación El Chocón S.A.	SIN Argentina	2.574	3.801	1,9%	2,9%
Central Dock Sud	SIN Argentina	5.025	3.802	3,8%	2,9%
Enel Genración Perú S.A. (Edegel)	SICN Peru	9.091	8.633	20,8%	21,6%
Enel Generación Piura S.A. Piura	SICN Peru	709	650	1,6%	1,6%
Emgesa S.A.	SIN Colombia	18.015	16.886	21,0%	19,0%
EGP Cachoeira Dourada S.A.	SICN Brasil	6.399	3.215	1,4%	0,7%
Compañía Eléctrica de Fortaleza S.A.	SICN Brasil	3.049	3.326	0,7%	0,7%
Total		**50.575**	**48.481**		

Segmento de Negocio Distribución

Empresa	Ventas de Energía (GWh) (*)		Participación de mercado		Clientes (miles)		Clientes/ Empleados	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur)	18.493	18.492	12,0%	11,6%	2.505	2.480	584	596
Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor)	7.782	7.624	7,8%	8,1%	1.367	1.337	2.216	2.191
Ampla energía y Servicios S.A.	11.181	11.096	19,4%	19,4%	3.054	2.997	3.039	2.579
Compañía Energética de Ceará S.A. (Coelce)	11.628	11.215	12,5%	12,5%	3.890	3.757	3.412	3.168
Codensa S.A.	13.632	13.946	7,1%	7,1%	3.248	2.865	2.430	2.771
Total	**62.715**	**62.373**	**11,8%**	**11,7%**	**14.064**	**13.436**	**1.676**	**1.649**

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por segmento de negocio, categoría de clientes, y por país al 31 de diciembre de 2016 y 2015. La información incluye las operaciones continuadas:

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA Segmentos de Generación, Transmisión y Distribución(millones de Ch$)	Argentina		Brasil		Colombia	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Generación	**146.932**	**118.065**	**320.061**	**250.600**	**762.550**	**762.280**
Clientes Regulados	-	-	196.067	148.844	-	-
Clientes No Regulados	2.344	6.003	138.798	66.291	591.802	545.157
Ventas de Mercado Spot	89.754	74.988	(14.804)	35.465	170.748	217.123
Otros Clientes	54.834	37.074	-	-	-	-
Distribución	**593.736**	**261.053**	**1.280.345**	**1.509.823**	**762.602**	**723.094**
Residenciales	187.259	87.213	585.718	761.401	397.648	382.378
Comerciales	234.870	108.920	366.863	324.695	190.535	180.466
Industriales	75.687	29.920	127.897	121.499	82.876	76.232
Otros Consumidores	95.920	35.000	199.867	302.228	91.543	84.018
Eliminación intercompañías de distinta línea de negocio	**(33)**	**(26)**	**(196.087)**	**(133.477)**	**(142.864)**	**(69.548)**
Ingresos por Ventas de Energía	**740.635**	**379.092**	**1.404.319**	**1.626.946**	**1.382.288**	**1.415.826**
Variación en millones de Ch$ y %	**361.543**	**(95,4%)**	**(222.627)**	**(13,7%)**	**(33.538)**	**(2,4%)**

	Perú		Total Segmentos		Estructura y ajustes		Total General	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
	359.327	**355.087**	**1.588.870**	**1.486.032**	**(448.479)**	**(214.220)**	**1.140.391**	**1.271.812**
	220.665	206.903	416.732	355.747	(305.993)	(214.018)	110.739	141.729
	119.233	116.587	852.177	734.038	(142.479)	(176)	709.698	733.862
	4.981	11.416	250.679	338.992	-	-	250.679	338.992
	14.448	20.181	69.282	57.255	(7)	(26)	69.275	57.229
	547.359	**528.051**	**3.184.042**	**3.022.021**	**(525)**	**(69.451)**	**3.183.517**	**2.952.570**
	272.808	254.248	1.443.433	1.485.240	(1)	-	1.443.432	1.485.240
	96.324	108.633	888.592	722.714	(129)	(79)	888.463	722.635
	82.758	72.072	369.218	299.723	-	-	369.218	299.723
	95.469	93.098	482.799	514.344	(395)	(69.372)	482.404	444.972
	(110.020)	**(80.620)**	**(449.004)**	**(283.671)**	**449.004**	**283.671**	**-**	**-**
	796.666	**802.518**	**4.323.908**	**4.224.382**	**-**	**-**	**4.323.908**	**4.224.382**
	(5.852)	**(0,7%)**	**99.526**	**2,4%**	**-**	**-**	**99.526**	**2,4%**

I.- Análisis de los Estados Financieros

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enel Américas por el año terminado el 31 de diciembre de 2016, fue de Ch$ 383.060 millones, lo que representa una disminución de un 42,1% con respecto al resultado de Ch$ 661.587 millones registrado el año anterior.

A continuación se presenta información comparativa de cada ítem de los estados de resultados para las operaciones de las actividades continuadas por los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015:

ESTADOS DE RESULTADOS CONSOLIDADOS (Actividades Continuadas)	31-12-2016	31-12-2015	Variación	Variación %
	(millones de Ch$)			
Ingresos	**5.197.286**	**5.301.439**	**(104.153)**	**(2,0%)**
Ingresos de actividades ordinarias	4.768.126	4.667.645	100.481	2,2%
Otros ingresos de explotación	429.160	633.794	(204.634)	(32,3%)
Materias Primas y Consumibles Utilizados	**(2.645.099)**	**(2.777.201)**	**132.102**	**4,8%**
Compras de energía	(1.651.607)	(1.885.916)	234.309	12,4%
Consumo de combustible	(244.886)	(258.114)	13.228	5,1%
Gastos de transporte	(266.485)	(245.813)	(20.672)	(8,4%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(482.121)	(387.358)	(94.763)	(24,5%)
Margen de Contribución	**2.552.187**	**2.524.238**	**27.949**	**1,1%**
Gastos de personal	(356.117)	(420.597)	64.480	15,3%
Otros gastos por naturaleza	(552.701)	(488.529)	(64.172)	(13,1%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**1.643.369**	**1.615.112**	**28.257**	**1,7%**
Depreciación y amortización	(319.999)	(320.542)	543	0,2%
Pérdidas por deterioro	(106.215)	(39.812)	(66.403)	(166,8%)
Resultado de Explotación (EBIT)	**1.217.155**	**1.254.758**	**(37.603)**	**(3,0%)**
Resultado Financiero	**(296.711)**	**28.287**	**(324.998)**	**1148,9%**
Ingresos financieros	186.938	294.770	(107.832)	(36,6%)
Gastos financieros	(522.801)	(385.455)	(137.346)	(35,6%)
Resutados por unidades de reajuste	(698)	(9.266)	8.568	92,5%
Diferencia de cambio	39.850	128.238	(88.388)	68,9%
Otros Resultados distintos de la operación	**10.040**	**(3.233)**	**13.273**	**(410,6%)**
Otras Ganancias (pérdidas)	8.210	(6.566)	14.776	(225,0%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	1.830	3.333	(1.503)	(45,1%)
Resultado Antes de Impuestos	**930.484**	**1.279.812**	**(349.328)**	**(27,3%)**
Impuesto sobre sociedades	(359.369)	(523.663)	164.294	31,4%
Resultado después de impuestos de las actividades continuadas	**571.115**	**756.149**	**(185.034)**	**(24,5%)**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas, Después de Impuesto	115.130	388.321	(273.191)	(70,4%)
Resultado después de impuestos incluyendo actividades discontinuadas	**686.245**	**1.144.470**	**(458.225)**	**(40,0%)**
Resultado del Período	**686.245**	**1.144.470**	**(458.225)**	**(40,0%)**
Resultado atribuible a los propietarios de Enel Américas	**383.060**	**661.587**	**(278.527)**	**(42,1%)**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	303.185	482.883	(179.698)	(37,2%)
Utilidad por acción $ (*) Operaciones Continuadas	**6,13**	**8,35**	**(2,22)**	**(26,5%)**
Utilidad por acción $ (*) Operaciones Discontinuadas	**1,57**	**5,13**	**(3,56)**	**(69,3%)**
Utilidad por acción $ (*)	**7,70**	**13,48**	**(5,78)**	**(42,8%)**

(*) Al 31 de diciembre de 2016 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 49.768.783.340 (49.092.772.762 en 2015).

EBITDA:

El EBITDA de las actividades continuadas por el año terminado el 31 de diciembre de 2016 fue de Ch$ 1.643.369 millones, lo que presenta un aumento de Ch$ 28.257 millones, equivalente a un incremento de 1,7%, con respecto al EBITDA de Ch$ 1.615.112 millones por el año terminado el 31 de diciembre de 2015.

Los ingresos de explotación, costos de explotación, gastos de personal y otros gastos por naturaleza para las operaciones de actividades continuadas que determinan nuestro EBITDA, desglosados por cada segmento de negocios para los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015, se presentan a continuación:

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS	Por los años terminados el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación %
	(en millones de Ch$)			
Generación y Transmisión:				
Argentina	207.605	212.136	(4.531)	(2,1)
Brasil	387.094	305.830	81.264	26,6
Colombia	778.880	778.768	112	0,0
Perú	458.974	437.887	21.087	4,8
Ingresos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**1.832.554**	**1.734.622**	**97.932**	**5,6**
Distribución:				
Argentina	664.100	607.345	56.755	9,3
Brasil	1.684.139	1.836.864	(152.726)	(8,3)
Colombia	923.912	884.467	39.445	4,46
Perú	585.196	562.046	23.150	4,12
Ingresos de Explotación Segmento de Distribución	**3.857.347**	**3.890.723**	**(33.376)**	**(0,9)**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**(492.615)**	**(323.905)**	**(168.710)**	**52,1**
Total Ingresos de Explotación Consolidados Enel Américas	**5.197.286**	**5.301.439**	**(104.153)**	**(2,0)**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(59.539)	(50.332)	(9.206)	18,3
Brasil	(181.654)	(131.431)	(50.223)	38,2
Colombia	(293.212)	(321.665)	28.453	(8,8)
Perú	(234.674)	(174.513)	(60.161)	34,5
Costos de Explotación Segmento de Generación y Transmisión	**(769.078)**	**(677.941)**	**(91.137)**	**13,4**
Distribución:				
Argentina	(303.352)	(157.387)	(145.965)	92,7
Brasil	(1.142.264)	(1.386.391)	244.127	(17,6)
Colombia	(532.282)	(500.571)	(31.711)	6,3
Perú	(395.536)	(379.015)	(16.521)	4,4
Costos de Explotación Segmento de Distribución	**(2.373.434)**	**(2.423.364)**	**49.930**	**(2,1)**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**497.413**	**324.103**	**173.310**	**53,5**
Total Costos de Explotación Consolidados Enel Américas	**(2.645.099)**	**(2.777.201)**	**132.102**	**(4,8)**

EBITDA ACTIVIDADES CONTINUADAS POR SEGMENTO DE NEGOCIOS	Por los años terminados el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación %
	(en millones de Ch$)			
Generación y Transmisión:				
Argentina	(36.624)	(52.271)	15.647	(29,9)
Brasil	(9.745)	(10.721)	976	(9,1)
Colombia	(15.189)	(15.499)	309	(2,0)
Perú	(18.759)	(18.197)	(562)	3,1
Gastos de Personal Segmento de Generación y Transmisión	**(80.317)**	**(96.687)**	**16.370**	**(16,9)**
Distribución:				
Argentina	(150.375)	(192.040)	41.665	(21,7)
Brasil	(58.262)	(70.296)	12.034	(17,1)
Colombia	(27.550)	(32.292)	4.742	(14,7)
Perú	(18.880)	(18.117)	(763)	4,2
Gastos de Personal Segmento de Distribución	**(255.067)**	**(312.745)**	**57.678**	**(18,4)**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**(20.733)**	**(11.165)**	**(9.569)**	**85,7**
Total Gastos de Personal Consolidados Enel Américas	**(356.117)**	**(420.597)**	**64.480**	**(15,3)**
Generación y Transmisión:				
Argentina	(19.344)	(23.389)	4.045	(17,3)
Brasil	(12.463)	(10.599)	(1.864)	17,6
Colombia	(33.197)	(29.559)	(3.639)	12,3
Perú	(43.414)	(31.409)	(12.006)	38,2
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Generación y Transmisión	**(108.419)**	**(94.956)**	**(13.463)**	**14,2**
Distribución:				
Argentina	(94.219)	(138.623)	44.404	(32,0)
Brasil	(203.261)	(150.045)	(53.216)	35,5
Colombia	(57.901)	(56.461)	(1.440)	2,6
Perú	(28.003)	(26.537)	(1.466)	5,5
Otros Gastos por Naturaleza Segmento de Distribución	**(383.385)**	**(371.666)**	**(11.719)**	**3,2**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**(60.897)**	**(21.907)**	**(38.990)**	**178,0**
Total Otros Gastos por Naturaleza Consolidados Enel Américas	**(552.701)**	**(488.529)**	**(64.172)**	**13,1**
EBITDA				
Generación y Transmisión:				
Argentina	92.099	86.144	5.955	6,9
Brasil	183.232	153.079	30.153	19,7
Colombia	437.281	412.046	25.235	6,1
Perú	162.127	213.769	(51.641)	(24,2)
EBITDA Segmento de Generación y Transmisión	**874.739**	**865.038**	**9.702**	**1,1**
Distribución:				
Argentina	116.153	119.294	(3.141)	(2,6)
Brasil	280.351	230.132	50.219	21,8
Colombia	306.179	295.143	11.035	3,7
Perú	142.777	138.378	4.400	3,2
EBITDA Segmento de Distribución	**845.461**	**782.948**	**62.513**	**8,0**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**(76.832)**	**(32.873)**	**(43.959)**	**133,7**
Total EBITDA Consolidado Enel Américas	**1.643.369**	**1.615.112**	**28.257**	**1,7**

EBITDA Segmento de Generación y Transmisión:

Argentina

El EBITDA de nuestras filiales de generación en Argentina alcanzó los Ch$ 92.099 millones en 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 5.955 millones con respecto al año 2015. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados en el año 2016 comparado con el año 2015, se describen a continuación:

Enel Generación Costanera S.A.: (Mayor EBITDA de Ch$ 7.767 millones debido principalmente a mayores ingresos por contratos de disponibilidad compensado con los efectos de la devaluación de un 35,3% del peso argentino respecto del peso chileno.)

Los ingresos de explotación de Costanera disminuyeron en Ch$ 8.224 millones, o 8,2%, en 2016. La disminución se explica principalmente por Ch$ 35.532 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno y menores otras prestaciones de servicios por Ch$ 228 millones. Esta disminución fue parcialmente compensada por (i) un aumento en los otros ingresos de la operación debido al grado de avance de los Contrato de Disponibilidad de las unidades Turbo Vapor firmados con la Secretaría de Energía Eléctrica por Ch$ 25.678 millones y por (ii) mayores ventas de energía por Ch$ 3.473 millones por el incremento de la remuneración tarifaria establecida por la Resolución N° 482/2015, lo que fue parcialmente compensado por Ch$ 1.616 millones por menores ventas físicas de 2.455 GWh principalmente debido a mantenimientos programados e indisponibilidad de los ciclos combinados durante 2016.

Los costos de explotación de Costanera aumentaron en Ch$ 558 millones, o 12,1% en 2016, como resultado de (i) mayores consumos de combustibles por Ch$ 2.302 millones compensado con un menor efecto de los precio de compra por Ch$ 1.180 millones, (ii) mayores compras de energía por Ch$ 206 millones, (iii) mayores gastos de transporte por Ch$ 133 millones y (iv) mayores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch$ 720 millones.. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 1.623 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

Los gastos de personal de Costanera disminuyeron en Ch$ 13.678 millones, o 33,9% en 2016, como consecuencia de una disminución de (i) Ch$ 14.229 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno y (ii) mayores activaciones de mano obra por Ch$ 6.846 millones para el proyecto rehabilitación unidades turbo vapor y mantenimientos mayores. Estas disminuciones fueron parcialmente compensados con mayores gastos de personal por Ch$ 7.397 millones resultante de (i) un aumento salarial por inflación por Ch$ 6.314 millones y (ii) por un aumento de horas extraordinarias por Ch$ 1.083 millones.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en Ch$ 2.870 millones, o 20% en 2016, principalmente por Ch$ 5.068 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno más menores otros gastos por Ch$ 944 millones, parcialmente compensado con un aumento de costos pólizas de seguros por Ch$ 3.143 millones.

Enel Generación El Chocón S.A.: (menor EBITDA de Ch$ 11.414 millones debido principalmente a los efectos de la devaluación de un 35,3% del peso argentino respecto del peso chileno.)

Los ingresos de explotación de El Chocón disminuyeron en Ch$ 11.763 millones, o 29.4%, en 2016, principalmente por una disminución de Ch$ 14.126 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno. Esta disminución fue parcialmente compensada por un aumento neto de Ch$ 2.357 millones en las ventas de energía compuesto principalmente por (i) un aumento de Ch$ 10.368 millones asociado con Ch$ 9.400 millones por mayores tarifas relacionadas con la Resolución N°22/2016 y Ch$ 969 millones por incremento en las ventas físicas por la entrada en operación en 2016 de dos moto-generadores; los cuales fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 8.011 millones por menores ventas físicas de 1.227 GWh. asociadas a menor generación de energía eléctrica debido a condiciones de sequía.

Los costos de explotación de El Chocón disminuyeron en Ch$ 1.364 millones, o 29,8% en 2016, debido a (i) la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno por Ch$ 1.615 millones, (ii) Ch$ 322 millones por menores compras de energía y (iii) Ch$ 118 millones por menores gastos de transporte. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de Ch$ 691 millones en los gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios.

Los gastos de personal de El Chocón disminuyeron en Ch$ 915 millones, o 22,7% en 2016, como consecuencia principalmente de la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

Los otros gastos por naturaleza de El Chocón aumentaron en Ch$ 1.929 millones, o 74,8% en 2016, principalmente debido a (i) Ch$ 707 millones por mayores gastos por servicios de operación de moto generadores que entraron en operación en 2016, (ii) mayores servicios administrativos por Ch$ 716 millones, (iii) mayores efectos por fee operador Ch$ 769 millones reversados en 2015 y (iv) otros gastos menores por Ch$ 803 millones. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución Ch$ 1.066 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

Central DockSud: (mayor EBITDA de Ch$ 9.491 millones principalmente debido al incremento de las ventas físicas respecto del año anterior por una mayor demanda en el mercado)

Los ingresos de explotación de DockSud aumentaron en Ch$ 16.400 millones, o 23,4%, en 2016, lo que se explica por un aumento de Ch$ 41.090 millones en las ventas de energía relacionado con (i) Ch$ 32.198 millones como resultado de un incremento de 1.223 GWh. en la energía vendida por la mayor demanda con respecto al año 2015 y por una mayor generación atribuida a la mantención planeada de la central realizada en el año 2015 y (ii) Ch$ 8.892 millones por mayores tarifas relacionadas con la Resolución N°22/2016. Estos ingresos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 24.690 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

Los costos de explotación de DockSud aumentaron en Ch$ 9.699 millones, o 22,4%, en 2016, compuesto principalmente por un aumento de Ch$ 23.578 millones por (i) mayor consumo de gas dado el incremento de la demanda y de la generación por Ch$ 13.717 millones, (ii) por mayores precios de compra de gas por Ch$ 8.739 millones principalmente por la aplicación de la Resolución N° 22/2016 y (iii) por mayores gastos de transporte por Ch$ 1.122 millones debido a mayor demanda. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por (i) una disminución de Ch$ 13.297 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno, (ii) menores gastos de otros aprovisionamientos y servicios por Ch$ 524 millones y por (iii) de menores compras de energía por Ch$ 59 millones.

Los gastos de personal de DockSud disminuyeron en Ch$ 170 millones, o 3,1% en 2016, como consecuencia principalmente de una disminución de Ch$ 1.926 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso

Argentino en relación con el peso Chileno, la que fue parcialmente compensada por un aumento por actualización salarial y acuerdos sindicales por Ch$ 1.756 millones.

Los otros gastos por naturaleza disminuyeron en Ch$ 2.618 millones, o 40,8% en 2016, principalmente por la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno por Ch$ 2.261 millones y por menores otros gastos por Ch$ 357 millones.

Brasil

El EBITDA de nuestras filiales de generación y transmisión en Brasil alcanzó los Ch$ 183.232 millones en 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 30.153 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados en el año 2016 comparado con el año 2015, se describen a continuación:

EGP Cachoeira Dourada S.A.: (mayor EBITDA de Ch$ 17.234 millones principalmente por mayores ventas físicas respecto del año anterior debido a una mayor demanda en el mercado)

Los ingresos de explotación de Cachoeira Dourada aumentaron en Ch$ 101.349 millones, o 110,7%, en 2016. El aumento se explica principalmente por un incremento de Ch$ 102.303 millones debido a (i) Ch$ 109.180 millones por 3.185 GWh de mayores ventas físicas de energía por una mayor demanda de los clientes libres compensado por (ii) una disminución de Ch$ 6.877 por menores tarifas con respecto al año anterior dadas las mejores condiciones hidrológicas. Este aumento neto fue parcialmente compensado por una disminución de Ch$ 1.027 millones debido a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno.

Los costos de explotación de Cachoeira Dourada aumentaron en Ch$ 83.401 millones, o 479,4 %, en 2016, compuesto principalmente por (i) un aumento de Ch$ 90.547 millones por mayor compras de energía dado el incremento de la demanda de clientes libres con respecto del año 2015; (ii) una disminución de Ch$ 8.336 millones por una baja en los precios de compra debido a las mejores condiciones hidrológicas; (iii) mayores gastos de transporte por Ch$ 1.290 millones principalmente asociados con la mayor demanda en el mercado; y (iii) una disminución de Ch$ 195 millones debido a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno.

Los gastos de personal de Cachoeira Dourada aumentaron en Ch$ 402 millones, o 10,2% en 2016, como consecuencia de actualización salarial.

Los otros gastos por naturaleza de Cachoeira Dourada aumentaron en Ch$ 312 millones, o 9,6% en 2016, principalmente debido a mayores gastos por servicios externos.

Compañía Eléctrica de Fortaleza: (Mayor EBITDA de Ch$ 14. 009 millones principalmente debido a menores costos de consumo de gas por parada mantenimiento de la planta y mejores precios de compras de energía debido a la mayor hidrología)

Los ingresos de explotación de Fortaleza aumentaron en Ch$ 425 millones, o 0,3%, en 2016 principalmente por un incremento de Ch$ 15.072 millones en los otros ingresos operacionales compuesto por (i) Ch$ 11.441 millones como resultado del reconocimiento del incentivo fiscal Provin (Programa de Incentivo y Desarrollo Industrial); y (ii) Ch$ 3.631 millones por valor razonable positivo de los instrumentos derivados contratados

para cubrir la diferencia de cambio en la compra de gas. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por (i) Ch$ 7.192 millones por menores ventas de energía de 277 GWh debido al término de algunos contratos con clientes y por menor generación atribuida a la mantención planeada de la central realizada en el año 2016; (ii) Ch$ 5.670 millones por menores precios medios de venta debido a las mejoradas condiciones hidrológicas en Brasil; y (iii) Ch$ 1.785 millones correspondiente a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno

Los costos de explotación de Fortaleza disminuyeron en Ch$ 14.879 millones, o 13,4%, en 2016, debido a una disminución en las compras de energía de Ch$ 8.238 millones principalmente atribuible a (i) una disminución de Ch$ 24.943 millones por menores precios de compra en el mercado spot como resultado de las mejores condiciones hidrológicas en Brasil; y (ii) un aumento de Ch$ 16.705 millones por mayores compras de energía por una menor generación atribuida a la mantención planeada de la central realizada en el año 2016 . Adicionalmente, se generó (i) una disminución por Ch$ 11.088 millones en el consumo de combustibles debido al menor consumo de gas por menor despacho atribuido al mantenimiento de la planta; y (ii) una disminución de Ch$ 1.248 millones debido a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento por Ch$ 5.616 millones en los gastos por otros aprovisionamientos variables debido a los efectos negativos del valor razonable de los instrumentos derivados de cobertura de la diferencia de cambio en las compras de gas.

Los gastos de personal de Fortaleza aumentaron en Ch$ 475 millones, o 13,3% en 2016, como consecuencia de menores gastos activados en proyectos.

Los otros gastos por naturaleza de Fortaleza aumentaron en Ch$ 820 millones, o 21,1% en 2016, principalmente debido a mayores gastos por servicios externos.

Enel Cien S.A.: (Menor EBITDA por Ch$ 602 millones en línea respecto al año anterior)

Los ingresos de explotación de Cien disminuyeron en Ch$ 3.355 millones, o 6,0%, en 2016. La disminución se explica principalmente por Ch$ 2.732 millones por reducción del Ingreso Anual Permitido (RAP) en acuerdo con el despacho del regulador y a los efectos de una disminución por Ch$ 623 millones debido a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno.

Los costos de explotación de Cien disminuyeron en Ch$ 1.145 millones, o 36.6 %, en 2016, compuesto principalmente por una disminución de Ch$ 1.135 millones por menores gastos por compras de energía y menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch$ 10 millones.

Los gastos de personal de Cien disminuyeron en Ch$ 1.853 millones, o 58% en 2016, como consecuencia de menores efectos de bonos y salarios.

Los otros gastos por naturaleza de Cien aumentaron en Ch$ 245 millones, o 6% en 2016, principalmente debido a mayores gastos por servicios externos.

Colombia

El EBITDA de nuestra filial de generación en Colombia alcanzó los Ch$ 437.281 millones en 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 25.235 millones con respecto al año anterior. Las principales variables que explican este aumento en los resultados en el año 2016 comparado con el año 2015, se describen a continuación:

Emgesa S.A.: (Mayor EBITDA de Ch$ 25.235 millones principalmente por menores costos de compras de energía y combustibles debido a una mayor hidrología)

Los ingresos de explotación de Emgesa aumentaron en Ch$ 112 millones o un 0,01% en 2016. El aumento se explica principalmente por Ch$ 53.494 millones provenientes de las mayores ventas físicas de energía por 1.129 GWh atribuibles a (i) mayor energía generada por la entrada en operación de la Central El Quimbo en noviembre de 2015, las mejores condiciones hidrológicas, y por los contratos con nuevos clientes que entraron en operación en 2016, lo que generó un aumento de Ch$ 47.740 millones en las ventas de energía; (ii) un incremento en los precios promedio de venta por efecto de la inflación, que resultó en un aumento de Ch$ 1.320 millones en los ingresos por ventas, y (iii) un aumento de Ch$ 4.433 millones por compensaciones térmica en la Central Cartagena. Adicionalmente, los ingresos por las ventas de gas aumentaron en Ch$ 3.143 millones por la entrada de nuevos clientes. Todos los incrementos anteriores fueron parcialmente compensados por (i) una disminución de Ch$ 2.189 millones en otros ingresos de operación debido a menores indemnizaciones de compañías de seguros, y (ii) una disminución de Ch$ 54.375 millones debido a la devaluación de un 7% del peso Colombiano en relación con el peso Chileno.

Los costos de explotación de Emgesa disminuyeron en Ch$ 28.453 millones, o 8,8%, en 2016, compuesto principalmente por (i) una disminución de Ch$ 18.938 millones en las compras de energía atribuible a Ch$ 6.747 millones por menores compras en la bolsa de energía de 171 GWh. por debido a una mayor generación por mejores condiciones hidrológicas; y (ii) Ch$ 12.191 millones por menores precios medios (-$75,6/KWh) de compra en la bolsa de energía; (ii) una disminución de Ch$ 11.316 millones en el consumo de combustibles compuesto por Ch$ 4.158 millones por menor generación térmica como resultado de las mejores condiciones hidrológicas y por Ch$ Ch$ 7.158 millones pormenores precios medio de venta del petróleo ; y (iii) una disminución de Ch$ 22.459 millones debido a la devaluación de un 7% del peso Colombiano en relación con el peso Chileno. Estas disminuciones fueron parcialmente compensados por (i) un aumento de Ch$ 11.874 millones en los gastos de transporte de por el aumento en los precio producto de la mayor inflación; y (ii) un aumento de Ch$ 12.386 millones en los gastos de otros aprovisionamiento variables y servicios por un incremento de los efectos impositivos asociados a una mayor generación hidroeléctrica.

Los gastos de personal de Emgesa disminuyeron en Ch$ 309 millones, o 2% en 2016, explicado por (i) una disminución de Ch$ 3.426 millones por el menor número de trabajadores a raíz del término del proyecto El Quimbo a fines de 2015; y (ii) una disminución de Ch$ 1.082 millones debido a la devaluación de un 7% del peso Colombiano en relación con el peso Chileno. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por Ch$ 4.199 millones atribuibles a mayores gastos asociados a la no activación de los gastos mano de obra por la finalización del proyecto El Quimbo.

Los otros gastos por naturaleza de Emgesa aumentaron en Ch$ 3.639 millones, o 12,3% en 2016, principalmente debido a un aumento de Ch$ 5.514 millones por gastos de mantenciones en las centrales, lo cual fue compensado con una disminución de Ch$ 1.875 millones debido a la devaluación de un 7% del peso Colombiano en relación con el peso Chileno.

Perú

El EBITDA de nuestras filiales de generación en Perú alcanzó los Ch$ 162.127 millones en 2016, lo que representa una disminución de Ch$ 51.641 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, por filial, que explican esta disminución en los resultados en el año 2016 comparado con el año 2015, se describen a continuación:

Enel Generación Perú S.A. (Edegel): (menor EBITDA por Ch$ 58.207 millones principalmente por reclamación legal y castigos de proyectos).

Los ingresos de explotación de Edegel aumentaron en Ch$ 13.928 millones, o 3,6% en 2016. El aumento se explica principalmente por Ch$ 8.374 millones de mayores ventas de energía por un incremento en las ventas físicas de 458 GWh. por Ch$ 9.530 millones debido a mayor demanda y entrada de nuevos contratos compensado con disminución de precios medios de venta por efectos de tipo de cambio de Ch$ 1.156 millones y aumento por mayores ingresos por peajes por mayor captación de clientes libres por Ch$ 16.014 millones. Lo anterior compensado con menores otros ingresos de explotación por Ch$ 1.031 millones por efecto de indemnización de siniestro generador Chimay registrado en 2015 y por una disminución de Ch$ 9.621 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Los costos de explotación de Edegel aumentaron en Ch$ 57.853 millones, o 38,2%, en 2016, compuesto principalmente por un aumento de Ch$ 19.929 millones por mayor compras de energía al mercado spot para cubrir la demanda y nuevos contratos y por provisión reclamación legal por Ch$ 28.086 millones, mayor consumo de combustible por Ch$ 5.755 millones principalmente gas por requerimiento del sistema por tener una hidrología seca por Ch$ 3.894 millones y consumo de petróleo por Ch$ 1.861 millones por falla ducto de gas en enero de 2016, mayores gastos de transporte por Ch$ 5.170 millones debido a captación de nuevos clientes libres y mayor demanda y mayores otros aprovisionamientos variable y servicios por Ch$ 2.581 millones por incrementos de cargos regulados por energía renovables. Lo anterior fue parcialmente compensado por una disminución Ch$ 3.734 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Los gastos de personal de Edegel aumentaron en Ch$ 202 millones, o 1,3% en 2016, como consecuencia de aumento por Ch$ 183 millones por mayores efectos salariales y aumento por menores activaciones de mano de obra de proyectos por Ch$ 420 millones compensado por una disminución Ch$ 401 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Los otros gastos por naturaleza de Edegel aumentaron en Ch$ 14.080 millones, o 56% en 2016, principalmente debido al castigo de activos relacionados al proyecto Curibamba por Ch$ 13.672 millones y mayores otros servicios por Ch$ 916 millones. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución Ch$ 508 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Enel Generación Piura S.A.: (mayor EBITDA de Ch$ 6.542 millones principalmente por mayores ventas físicas por incremento de la demanda interna)

Los ingresos de explotación de Piura S.A. aumentaron en Ch$ 7.053 millones, o 12,1%, en 2016. El aumento se explica principalmente por Ch$ 4.936 millones de mayores ventas de energía compuesto principalmente por (i) un aumento de Ch$ 3.772 millones por el incremento en las ventas físicas de 58 GWh debido a mayor demanda; (ii) un aumento Ch$ 1.165 millones por la indexación al alza de los precios promedios por el incremento del

precio del gas natural y; (iii) un aumento de Ch$ 3.607 millones por mayores ventas de gas natural para cumplir con los requerimientos de los contratos debido a condiciones hidrológicas de sequía. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 1.490 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Los costos de explotación de Piura S.A. aumentaron en Ch$ 2.202 millones, o 8,4%, en 2016, compuesto principalmente por (i) un aumento Ch$ 1.288 millones en el consumo de combustibles, principalmente petróleo, por falla en ducto de gas de Camisea en enero de 2016 lo que generó la necesidad de producir con diesel; (ii) un aumento de Ch$ 1.147 millones por mayores gastos de transporte debido a mayores pagos de pejes por aumento de clientes; (iii) un aumento de Ch$ 382 millones por mayores compras de energía ; y (iii) un aumento de Ch$ 56 millones en los gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 671 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Los gastos de personal de Piura S.A. aumentaron en Ch$ 360 millones, o 14% en 2016, como consecuencia de aumento por Ch$ 578 millones por mayores efectos salariales compensado parcialmente por disminución por Ch$ 153 millones debido a menores activaciones de gastos de mano de obra de proyectos y por una disminución de Ch$ 65 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Los otros gastos por naturaleza de Piura S.A. disminuyeron en Ch$ 2.051 millones, o 32,9% en 2016, principalmente debido a (i) una disminución de Ch$ 1.385 millones por la menor contingencia tributaria por impuesto IVA registrada en 2015; (ii) una disminución de Ch$ 506 millones por menores gastos de servicios administrativos y (ii) por una disminución de Ch$ 160 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

EBITDA Segmento de Distribución:

Argentina

Empresa Distribuidora Sur S.A. (Edesur): (Menor EBITDA de Ch$ 3.141 millones principalmente debido a la devaluación de un 35,3% del peso argentino en relación con el peso chileno)

El EBITDA de nuestra filial Edesur en Argentina alcanzó los Ch$ 116.153 millones en 2016, lo que representa una disminución de Ch$ 3.141 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, que explican esta disminución en los resultados en el año 2016 comparado con el año 2015, se describen a continuación:

Los ingresos de explotación en Edesur aumentaron en Ch$ 56.755 millones, o un 9,3% en 2016 principalmente por (i) el reconocimiento de mayores ingresos por Ch$ 419.667 millones producto de la aplicación de la Resolución N° 1/2016 de fecha 29 enero de 2016 emitida por el ENRE que aprobó los valores del cuadro tarifario de Edesur con vigencia a partir de la facturación correspondiente a la lectura de medidores posterior a la cero hora del 01 de febrero de 2016; (ii) mayores otras prestaciones de servicios por Ch$ 30.506 millones principalmente por mayores servicios de peaje resultantes en el incremento de la demanda de energía; y (iii) mayores otros ingresos por Ch$ 5.644 millones por recargos en la venta de energía. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por (i) menores otros ingresos de explotación por Ch$ 184.000 millones por la aplicación de la Resolución N° 2/2016 emitida por el ENRE el 29 de enero de 2016 que dio por finalizada a contar del 31 de enero de 2016 el actual esquema de la aplicación de la Resolución ENRE N° 347/2012, y dejó sin efecto el ingreso no recurrente originado por la aplicación de la Resolución 32/2015 y (ii) una disminución por Ch$ 214.454 millones debido a la devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

Los costos de explotación en Edesur se incrementaron en Ch$ 145.965 millones, o un 92,7% principalmente por (i) un aumento de Ch$ 166.610 millones en las compras de energía atribuibles principalmente a Ch$ 163.156 millones por aumento en los precios producto de la inflación interna y por Ch$ 3.453 millones por un aumento de compra físicas para cubrir la demanda por mayor consumo por calor, (ii) Ch$ 34.582 millones por un aumento de otros aprovisionamientos variables y servicios por multas calidad de servicio y calidad comercial y (iii) Ch$ 346 millones por mayores gastos de transporte. Estos aumentos fueron parcialmente compensado por una disminución de Ch$ 55.573 millones debido a la devaluación en un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

Los gastos de personal en Edesur disminuyeron en Ch$ 41.665 millones, o 21,7 % en 2016, como consecuencia (i) una disminución de Ch$ 67.809 millones debido a la devaluación en un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno; (ii) una disminución por Ch$ 4.717 del gasto de remuneraciones como resultado de la mayor activación de costos mano de obra en las obras en construcción; y (iii) una disminución de Ch$ 1.326 millones por menores otros costos de personal. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por mayores gastos por (i) Ch$ 18.360 millones por pagos de indemnizaciones y (ii) Ch$ 13.827 millones por incrementos salariales.

Los otros gastos por naturaleza en Edesur disminuyeron en Ch$ 44.404 millones, o 32% en 2016, principalmente por una disminución de Ch$ 48.948 millones debido a la devaluación en un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno, la cual fue parcialmente compensada por un aumento por Ch$ 4.544 millones en gastos de mantenimientos y renovación de redes y otros servicios.

Las pérdidas de energía aumentaron en 0.4 p.p. llegando a 12% de los costos de explotación en el año 2016. El número de clientes en Edesur es de 2,505 millones en el año 2016, lo que representó un aumento de 25 mil nuevos clientes comparados con el año anterior.

Brasil

El EBITDA de nuestras filiales de distribución en Brasil alcanzó los Ch$ 280.351 millones en 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 50.219 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, por filial, que explican este aumento en los resultados en el año 2016 comparado con el año 2015, se describen a continuación:

Ampla Energía y Servicios S.A.: (Mayor EBITDA de Ch$ 22.814 millones principalmente por mayor margen de energía relacionado a mejor tarifa y menores compras de energía contratada.)

Los ingresos de explotación en Ampla disminuyeron en Ch$ 147.181 millones, o un 14,3% en 2016, principalmente por (i) una disminución de Ch$ 182.657 millones de los ingresos por ventas de energía principalmente atribuible a: una disminución de Ch$ 193.167 millones debido al efecto de menores ingresos por los activos y pasivos regulatorios reconocidos en 2015, una disminución de Ch$ 92.913 millones por menor recuperación de costos por uso de generación térmica para mitigar el riesgo hidrológico dada las mejores condiciones hidrológicas imperantes en Brasil, una disminución de Ch$ 29.648 millones por una menor provisión por ingresos de energía no facturada por efectos de una menor demanda. Lo anterior parcialmente compensado por un aumento de Ch$ 14.368 millones por un ajuste al alza (+ 7,38%) de la tarifa promedio, un aumento de Ch$ 61.896 millones por un incremento de un 37% en la remuneración aplicado mediante el esquema de banderas tarifarias, un aumento de Ch$ 7.332 millones por mayores ingresos por subsidios baja renta, un aumento de Ch$ 23.118 millones por mayores ingresos por impuestos recibidos por pesquisa y desarrollo y eficiencia energética y un aumento de Ch$ 26.357 millones por una reducción de la carga impositiva PIS/COFINS. Además de una (i) disminución de Ch$ 5.924 millones en las otras ventas de apoyos mutuos y empalmes y a (ii) una disminución por Ch$ 11.522 millones debido a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno.

Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por (i) un aumento de Ch$ 7.103 millones en las otras prestaciones de servicios principalmente por aumento de peajes y transmisión y (ii) un aumento de Ch$ 45.819 millones en otros ingresos de explotación relacionados con los efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión IFRIC 12 por Ch$ 23.781 millones, un incremento en los ingresos por arrendamientos de equipos y otros por Ch$ 7.449 millones, mayores ingresos por multas a clientes por Ch$ 9.921 millones, y mayores otros ingresos varios por Ch$ 4.647 millones principalmente tasa de iluminación pública por Ch$ 2.972 millones y tasas por reconexión por Ch$ 1.635 millones.

Los costos de explotación en Ampla disminuyeron en Ch$ 199.581 millones, o 24,8% en 2016, que se explican principalmente por (i) una disminución de Ch$ 216.021 millones en las compras de energía atribuible a: una disminución de Ch$ 201.666 millones por una menor demanda asociada con los efectos adversos en la economía brasileña y a una disminución de Ch$ 14.355 millones por efectos de menores precios, (ii) una disminución de Ch$ 446 millones en los costos de transporte por menor demanda de energía y (iii) una disminución de Ch$ 9.031 millones debido a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de Ch$ 25.917 millones en los gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios compuesto principalmente por Ch$ 23.781 millones por mayores gastos de construcción por contratos de concesión (IFRIC 12) y Ch$ 2.087 millones por compensaciones financieras de clientes.

Los gastos de personal en Ampla disminuyeron en Ch$ 8.581 millones, o 23,5 % en 2016, como consecuencia de (i) una disminución de Ch$ 3.469 millones principalmente por indemnizaciones, retiros y cargas sociales, (ii) una reducción de Ch$ 4.701 millones en los gastos por mayor activación de mano de obra en las obras en construcción y (iii) por una disminución de Ch$ 411 millones debido a la devaluación en un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno.

Los otros gastos por naturaleza en Ampla aumentaron en Ch$ 38.167 millones, o 41,6% en 2016, principalmente debido a (i) un aumento de Ch$ 13.832 millones por activos fijos dados de baja, (ii) un aumento de Ch$ 17.814 millones por mayores costos de servicios de terceros de mantención de líneas y redes, (iii) un aumento por menores reembolsos por seguros por Ch$ 3.183 millones y (iv) un aumento de Ch$ 4.407 millones en otros gastos varios. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 1.069 millones debido a la devaluación en un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno.

Las pérdidas de energía se mantienen en 19,4% de los costos de explotación en el año 2016. El número de clientes en Ampla es de 3,054 millones en el año 2016, lo que representó un aumento de 57 mil nuevos clientes comparados con el año anterior.

Compañía Energética de Ceará S.A (Coelce): (Mayor EBITDA de Ch$ 27.405 millones principalmente por mayor margen de energía relacionado a mejor tarifa y menores compras de energía contratada.)

Los ingresos de explotación en Coelce disminuyeron en Ch$ 5.544 millones, o 0,7% en 2016, debido principalmente (i) una disminución de Ch$ 29.876 millones de los ingresos por ventas de energía principalmente atribuible a: una disminución de Ch$ 77.686 millones debido al efecto de menores ingresos por los activos y pasivos regulatorios reconocidos en 2015, una disminución de Ch$ 69.871 millones por menor recuperación de costos por uso de generación térmica para mitigar el riesgo hidrológico dadas las mejores condiciones hidrológicas imperantes en Brasil, una disminución de Ch$ 10.146 millones por menores ingresos por ventas de medidores debido a una menor demanda; una disminución de Ch$ 24.065 millones en los ingresos por subsidios de baja renta, un aumento de Ch$ 70.973 millones por un ajuste al alza (+12.39%) de la tarifa promedio, un aumento de Ch$ 74.940 millones por un incremento de un 37% en la remuneración aplicado mediante el esquema de banderas tarifarias y un aumento de Ch$ 5.962 por una reducción de la carga impositiva PIS/COFINS, (ii) una disminución de Ch$ 8.544 millones en los ingresos por otras ventas por apoyos mutuos, empalmes y materiales eléctricos y (iii) una disminución por Ch$ 9.093 millones debido a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por (i) un aumento de Ch$ 6.354 millones en otras prestaciones por servicios por ingresos por peajes como resultado del aumento de la tarifa promedio; y (ii) un aumento de Ch$ 35.615 millones en los otros ingresos de explotación atribuibles principalmente a los efectos de los ingresos de construcción por contratos de concesión IFRIC12 por Ch$ 18.196 millones; un incremento en los ingresos por arrendamientos de equipos y otros por Ch$ 6.480 millones; mayores ingresos por multas a clientes por Ch$ 9.048 millones, y mayores otros ingresos varios por Ch$ 1.804 millones principalmente tasa de iluminación pública.

Los costos de explotación en Coelce disminuyeron en Ch$ 44.546 millones, o 7,7% en 2016, que se explican principalmente por (i) una disminución de Ch$ 57.087 millones en las compras de energía atribuible a: una disminución de Ch$ 38.046 millones por la menor menor demanda por efectos adversos en la economía; y por una disminución de Ch$ 19.041 millones por efecto de menores precios; y (ii) una disminución de Ch$ 6.528 millones debido a la devaluación de un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por una aumento de Ch$ 17.819 millones en los gastos por otros aprovisionamientos variables y servicios principalmente atribuible a un aumento de Ch$ 18.197 millones

en los gastos de construcción por contratos de concesión y un aumento de Ch$ 1.250 millones en los costos de transporte por conexión de energía.

Los gastos de personal en Coelce disminuyeron en Ch$ 3.453 millones, o 10,2 % en 2016, como consecuencia de (i) una reducción por Ch$ 2.769 millones por mayor activación de costo de mano de obra en las obras en construcción, (ii) una disminución de Ch$ 305 millones por menores cargas sociales y (iii) una disminución de Ch$ 379 millones debido a la devaluación en un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno.

Los otros gastos por naturaleza en Coelce aumentaron en Ch$ 15.049 millones, o 25,8% en 2016, principalmente atribuible a (i) un aumento de Ch$ 9.490 millones por activos fijos dados de baja, y un (ii) aumento de Ch$ 8.103 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 691 millones debido a la devaluación en un 1,1% del Real brasileño en relación con el peso Chileno y una disminución de Ch$ 1.853 millones por menores gastos por provisiones de riesgos civiles.

Las pérdidas de energía se mantienen en 12,5% de los costos de explotación en el año 2016. El número de clientes en Coelce es de 3,890 millones en el año 2016, lo que representó un aumento de 133 mil nuevos clientes comparados con el año anterior.

Colombia

El EBITDA de nuestra filial Codensa en Colombia alcanzó los Ch$ 306.179 millones en 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 11.035 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados en el año 2016 comparado con el año 2015, se describen a continuación:

Codensa S.A.: (Mayor EBITDA por Ch$ 11.035 millones principalmente mayores ingresos por mejores precios medios de ventas)

Los ingresos de explotación en Codensa aumentaron en Ch$ 39.445 millones, o un 4,5% en 2016, debido a (i) un aumento de Ch$ 89.997 millones en los ingresos por ventas de energía, principalmente atribuible a un aumento de Ch$ 670.271 millones por mayores tarifas por efecto de la inflación (+ 5,75%), lo cual fue compensado por una disminución de Ch$ 580.274 millones por menores ventas físicas de energía por 314 GWh como resultado de una menor demanda en el mercado, (ii) un aumento de Ch$ 12.784 millones en los ingresos por otras prestaciones de servicios compuesto principalmente por: un aumento de Ch$ 5.886 millones en los ingresos por peajes y transmisión debido a mayores tarifas por efecto de la inflación, un aumento de Ch$ 3.470 millones por mayores ingresos por arrendamientos de infraestructura postes y ductos, un aumento de Ch$ 2.290 millones por mayores ventas de medidores y un aumento de Ch$ 1.138 millones en otros ingresos. (iii) Finalmente un aumento en los otros ingresos de explotación por Ch$ 3.220 millones principalmente por indemnizaciones de seguros. Estos aumentos fueron parcialmente compensados con una disminución de Ch$ 61.740 millones debido a la devaluación de un 7% del peso Colombiano en relación con el peso Chileno.

Los costos de explotación en Codensa aumentaron en Ch$ 31.711 millones o 6,3% en 2016, que se explican principalmente por (i) un aumento de Ch$ 47.532 millones en las compras de energía principalmente atribuible a: un aumento por Ch$ 21.282 millones por mayores compras en la bolsa de energía y un aumento de Ch$ 26.250 millones por mayores precios medios de compras (+$13/KWh), (ii) un aumento de Ch$ 12.915 millones en los gastos de transporte compuesto principalmente por un aumento de Ch$ 18.055 millones por mayores precios (+$ 18/KW), parcialmente compensado por una disminución de Ch$ 5.140 millones por menor demanda (-372 GWh) en peajes, y (iii) un aumento de Ch$ 6.214 millones en los costos por otros aprovisionamientos

variables y servicios como consecuencia de un aumento de Ch$ 2.412 millones en mantenimientos incentivo a la calidad de servicio, un aumento de Ch$ 1.325 millones por mayores costos asociados a nuevos negocios, un aumento de Ch$ 1.534 millones por mayores impuestos a la industria y comercio, un aumento de Ch$ 703 millones por mantenimientos alumbrado público y un aumento de Ch$ 444 millones por mayores costos asociados a equipos de medida. Estos aumentos fueron parcialmente compensados con una disminución de Ch$ 34.950 millones debido a la devaluación de un 7% del peso Colombiano en relación con el peso Chileno.

Los gastos de personal en Codensa disminuyeron en Ch$ 4.742 millones, o 14,7% en 2016, como consecuencia de (i) una reducción de Ch$ 3.946 millones por mayor activación de costos mano de obra en las obras en construcción; y (ii) una disminución de Ch$ 2.255 millones debido a la devaluación en un 7% del Peso colombiano en relación con el peso Chileno. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento por Ch$ 1.459 millones por un incremento en los sueldos y salarios.

Los otros gastos por naturaleza en Codensa aumentaron en Ch$ 1.440 millones, o 2,6% en 2016, principalmente debido a (i) un aumento de Ch$ 1.746 millones por activos fijos dados de baja, (ii) un aumento de Ch$ 1.302 millones por mayores gastos de provisiones riesgos civiles, y (iii) un aumento de Ch$ 1.788 millones por mayores costos de servicios de terceros por mantenimientos de líneas y redes y otros. Estos incrementos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 3.942 millones debido a la. devaluación en un 7% del Peso colombiano en relación con el peso Chileno.

Las pérdidas de energía se mantienen en un 7,1% de los costos de explotación en el año 2016. El número de clientes en Codensa es de 3,248 millones en el año 2016, lo que representó un aumento de 383 mil nuevos clientes comparados con el año anterior.

Perú

El EBITDA de nuestra filial Edelnor en Perú alcanzó los Ch$ 142.777 millones en 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 4.400 millones con respecto al año anterior. Las principales variables, que explican este aumento en los resultados en el año 2016 comparado con el año 2015, se describen a continuación:

Enel Distribución Perú S.A. (Edelnor): (Mayor EBITDA por Ch$ 4.400 millones se debe principalmente a mayores ventas de energía debido a mayor demanda)

Los ingresos de explotación en Edelnor aumentaron en Ch$ 23.150 millones, o un 4,1% en 2016, debido a (i) un aumento de Ch$ 32.867 millones en los ingresos por ventas de energía principalmente atribuible a: un aumento de Ch$ 18.932 millones por un incremento en las ventas físicas de energía (+ 158 GWh) debido a mayor demanda y a un aumento de Ch$ 13.935 millones por el incremento en los precios según regulación tarifaria, (ii) un aumento de Ch$ 6.489 millones en los ingresos por otras prestaciones compuesto por: un aumento de Ch$ 1.335 millones en los ingresos por peajes, un aumento de Ch$ 4.308 millones en los ingresos por movimiento de redes y trabajos de instalaciones y un aumento de Ch$ 1.285 millones en los ingresos por reposición y mantenimientos de conexiones Estos aumentos fueron parcialmente compensados por (i) una disminución de Ch$ 14.369 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno y (ii) una disminución de Ch$ 2.157 millones en otras ventas de negocios alternativos.

Los costos de explotación en Edelnor aumentaron en Ch$ 16.521 millones, o un 4,4% en 2016, que se explican principalmente por un aumento de Ch$ 29.629 millones en las compras de energía principalmente por mayores precios según contratos, lo cual fue parcialmente compensado por (i) una disminución de Ch$ 3.375 millones

en los costos por otros aprovisionamientos variables y servicios principalmente por menores costos de ventas de negocios alternativos y (ii) una disminución de Ch$ 9.733 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Los gastos de personal en Edelnor aumentaron en Ch$ 763 millones, o 4,2% en 2016, como consecuencia de mayores gastos por Ch$ 1.564 millones principalmente por mayores sueldos, planes de retiro y salarios, lo que fue parcialmente compensado por una disminución de Ch$ 881 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Los otros gastos por naturaleza en Edelnor aumentaron en Ch$ 1.466 millones, o 5,5% en 2016, principalmente debido a aumento de servicios administrativos por Ch$ 2.147 millones los cuales fueron parcialmente compensados por disminución de Ch$ 681 millones debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

Las pérdidas de energía disminuyeron en 0.3 p.p. alcanzando un 7,8% de los costos de explotación en el año 2016. El número de clientes en Edelnor es de 1,367 millones en el año 2016, lo que representó un aumento de 30 mil nuevos clientes comparados con el año anterior.

A continuación se muestra por segmento y país, un resumen del EBITDA, Gastos por Depreciación, Amortización y Deterioro, y EBIT para las filiales del Grupo Enel Américas que componen las operaciones de actividades continuadas por los años terminados el 31 de diciembre de 2016 y 2015.

	31 de diciembre de 2016			31 de diciembre de 2015		
	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT	EBITDA	Depreciación, Amortización y Deterioro	EBIT
	(Cifras en millones de Ch$)					
Generación y Transmisión:						
Argentina	92.099	(30.615)	61.484	86.144	(34.935)	51.209
Brasil	183.232	(21.187)	162.044	153.079	(21.523)	131.556
Colombia	437.281	(65.201)	372.080	412.046	(39.218)	372.828
Perú	162.127	(46.800)	115.328	213.769	(56.442)	157.326
Total Segmento de Generación y Transmisión	**874.739**	**(163.803)**	**710.937**	**865.038**	**(152.118)**	**712.920**
Distribución:						
Argentina	116.153	(20.524)	95.629	119.294	(15.519)	103.775
Brasil	280.351	(146.219)	134.132	230.132	(102.798)	127.334
Colombia	306.179	(59.873)	246.306	295.143	(59.556)	235.588
Perú	142.777	(31.607)	111.170	138.378	(30.673)	107.705
Total Segmento de Distribución	**845.461**	**(258.223)**	**587.238**	**782.948**	**(208.546)**	**574.402**
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**(76.832)**	**(4.188)**	**(81.020)**	**(32.873)**	**310**	**(32.563)**
Total Consolidados Enel Américas	**1.643.369**	**(426.214)**	**1.217.155**	**1.615.112**	**(360.354)**	**1.254.758**
Variación en millones de Ch$ y %	**361.543**	**(95,4%)**	**(222.627)**	**(13,7%)**	**(33.538)**	**(2,4%)**

Depreciación, Amortización, Deterioro

La depreciación, amortización y deterioro ascendieron a Ch$ 426.214 millones en el año 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 65.860 millones con respecto al año 2015.

La depreciación y amortización fue de Ch$ 319.999 millones en el año 2016 lo que representa una leve baja de Ch$ 543 millones con respecto al año 2015.

Por su parte el deterioro ascendió a Ch$ 106.215 millones en el año 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 66.403 millones con respecto al año 2015, que se explica principalmente por: (i) un aumento en Emgesa por Ch$ 22.646 millones por el deterioro en las cuentas por cobrar a Electricaribe por cesación de pagos de sus obligaciones financieras, (ii) un aumento de Ch$ 1.266 millones en Codensa por la provisión de incobrabilidad en el segmento de alumbrado público, (iii) los aumentos de Ch$ 19.264 millones y Ch$ 16.498 millones en Coelce y Ampla, respectivamente, por un incremento en la provisión de incobrabilidad debido a la negativa situación económica actual de Brasil y (iv) un aumento de Ch$ 6.932 millones en Edesur por una mayor provisión de incobrabilidad por Ch$ 7.740 millones debido a la situación económica del país compensado por una disminución de Ch$ 808 millones por devaluación de un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

El siguiente cuadro presenta los resultados consolidados no operacionales de las actividades continuadas por los años terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS	Por los años terminados el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación %
	(en millones de Ch$)			
Ingresos Financieros:				
Argentina	42.152	141.072	(98.920)	(70,1)
Brasil	94.951	118.747	(23.796)	(20,0)
Colombia	16.190	10.038	6.152	61,3
Perú	4.608	4.306	302	7,0
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**29.037**	**20.608**	**8.429**	**40,9**
Total Ingresos Financieros	**186.938**	**294.770**	**(107.832)**	**(36,6)**
Gastos Financieros:				
Argentina	(168.218)	(111.418)	(56.800)	51,0
Brasil	(156.997)	(142.494)	(14.503)	10,2
Colombia	(149.796)	(78.847)	(70.949)	90,0
Perú	(27.106)	(31.497)	4.392	(13,9)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**(20.684)**	**(21.199)**	**515**	**(2,4)**
Total Gastos Financieros	**(522.801)**	**(385.455)**	**(137.346)**	**35,6**
Diferencias de cambio:				
Argentina	22.225	100.961	(78.737)	(78,0)
Brasil	6.296	24.455	(18.160)	(74,3)
Colombia	293	1.460	(1.167)	(79,9)
Perú	(745)	(6.882)	6.137	(89,2)
Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**11.783**	**8.243**	**3.539**	**42,9**
Total Diferencias de Cambio	**39.851**	**128.238**	**(88.388)**	**(68,9)**
Total Unidades Resultados por Unidades de Reajuste (1)	**(698)**	**(9.266)**	**8.568**	**(92,5)**
Total Resultado Financiero Enel Américas	**(296.711)**	**28.287**	**(324.998)**	**(1.148,9)**

(1) Los resultados por unidades de reajuste se originan por los activos y pasivos denominados en U.F. a nivel de Enel Américas individual. La U.F. es una unidad de reajuste solo aplicable en Chile.

RESULTADOS NO OPERACIONALES ACTIVIDADES CONTINUADAS	Por los años terminados el 31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación %
	(en millones de Ch$)			
Argentina	**(29)**	**(316)**	**287**	**(90,8)**
Brasil	(833)	(6.759)	5.926	(87,7)
Colombia	(10.144)	(239)	(9.905)	4.147,7
Perú	19.209	747	18.462	2.471,7
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**6**	**-**	**6**	**-**
Total Otras Ganancias (Pérdidas)	**8.209**	**(6.566)**	**14.776**	**(225,0)**
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación:				
Argentina	**1.209**	**2.713**	**(1.504)**	**(55,4)**
Brasil	-	-	-	-
Colombia	976	753	223	29,7
Perú	-	-	-	-
Menos: Ajustes de consolidación y otras actividades de negocio	**(355)**	**(133)**	**(222)**	**167,7**
Total Resultado de sociedades contabilizadas por el método de la participación	**1.830**	**3.333**	**(1.503)**	**(45,1)**
Total Otros Resultados Distintos de la Operación	**10.040**	**(3.233)**	**13.273**	**(410,5)**
Resultado Antes de Impuesto	**930.484**	**1.279.812**	**(349.329)**	**(27,3)**
Impuesto sobre sociedades:				
Enel Américas (entidad holding)	**12.058**	**(93.757)**	**105.815**	**(112,9)**
Argentina	(30.207)	(79.404)	49.196	(62,0)
Brasil	(47.039)	(73.751)	26.712	(36,2)
Colombia	(197.958)	(205.842)	7.884	(3,8)
Perú	(96.222)	(70.910)	(25.312)	35,7
Total Impuesto sobre Sociedades	**(359.369)**	**(523.663)**	**164.296**	**(31,4)**
Resultado del Año	**571.115**	**756.149**	**(185.034)**	**(24,5)**

Resultado Financiero

El resultado financiero ascendió a una pérdida de Ch$ 296.711 millones en el año 2016, lo que representa una disminución de Ch$ 324.998 millones con respecto a la utilidad de Ch$ 28.287 millones registrada en el año 2015. Lo anterior está principalmente explicado por:

Menores ingresos financieros por Ch$ 107.832 millones en 2016 principalmente atribuibles a:

(a) una disminución de Ch$ 98.920 millones en nuestras filiales argentinas como resultado de (i) una disminución de Ch$ 23.807 millones en Edesur compuesta por: una disminución de Ch$ 32.217 millones por la condonación de intereses por parte de CAMMESA de acuerdo a Nota SE 1208/2015 registrados en 2015, una disminución de Ch$ 5.243 millones por menores ingresos multas registrados en 2015, una disminución de Ch$ 1.916 millones por menores recargos por ventas de energía compensado con un aumento de Ch$ 12.143 millones por intereses ganados en colocaciones financieras y un aumento de Ch$ 3.435 millones por intereses por mora de clientes; (ii) una disminución de Ch$ 12.205 millones en Enel Generación El Chocón S.A. principalmente una disminución de Ch$ 19.126 millones por intereses registrados en 2015 de cuentas por cobrar a Central de Vuelta Obligado (VOSA) la que fue parcialmente compensada con un aumento de Ch$ 3.948 millones en los ingresos de créditos financieros, un aumento de Ch$ 2.109 millones por mayores intereses ganados en colocaciones financieras y un aumento de Ch$ 864 millones en otros ingresos financieros; (iii) una disminución de Ch$ 7.817 millones en Central Docksud principalmente por una disminución de Ch$ 7.576 millones por intereses registrados en 2015 de cuentas por cobrar a Central de Vuelta Obligado (VOSA); (iv) una disminución de Ch$ 5.456 millones en Enel Generación Costanera S.A. principalmente por una disminución de Ch$ 4.752

millones por acuerdo con CAMMESA por la Resolución 476/2015 reconocidos en 2015 y una disminución de Ch$ 1.409 millones por intereses de cuentas por cobrar a Central de Vuelta Obligado (VOSA) registrados en 2015 los que fueron parcialmente compensados con un aumento de Ch$ 275 millones por mayores ingresos por colocaciones y (v) una disminución de Ch$ 49.674 millones debido a la devaluación en un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

(b) una disminución de Ch$ 23.796 millones en nuestras filiales Brasileñas como resultado de (i) una disminución de Ch$ 14.634 millones en Ampla compuesta principalmente por: una disminución de de Ch$ 7.587 millones por actualización financiera de los activos regulatorios, una disminución por Ch$ 2.119 millones por actualización del activo financiero reconocido por IFRIC 12, una disminución de Ch$ 7.824 millones por menores ingresos por multas e intereses clientes, una disminución de Ch$ 560 millones por menor actualización del impuesto PIS/COFINS y una disminución de Ch$ 696 millones de otros gastos financieros compensado con un aumento de Ch$ 2.510 millones por mayores ingresos financieros por colocaciones financieras y un aumento de Ch$ 1.634 millones por actualización financiera de depósitos judiciales. (ii) una disminución de Ch$ 7.954 millones en Coelce principalmente por una disminución de Ch$ 5.764 millones por actualización financiera de los activos regulatorios, una disminución de Ch$ 5.580 millones por menores ingresos por multas e intereses clientes, una disminución de Ch$ 404 millones por actualización financiera de depósitos judiciales, una disminución de Ch$ 297 millones por actualización impuesto PIS/COFINS, una disminución de Ch$ 1.373 millones por menores ingresos por actualización impuestos por cobrar y otros compensado con un aumento de Ch$ 3.260 millones por mayores ingresos financieros por colocaciones financieras y un aumento de Ch$ 2.226 millones por actualización del activo financiero reconocido por IFRIC 12.

Incremento en los gastos financieros por Ch$ 137.346 millones principalmente atribuible a:

(a) un aumento de Ch$ 56.800 millones en nuestra filial Argentina Edesur por Ch$ 56.232 millones compuesto principalmente por (i) un aumento de Ch$ 47.111 millones correspondiente a actualización financiera de multas de calidad por nueva resolución N°1/2016 según acta de acuerdo, (ii) un aumento de Ch$ 8.507 millones de actualizaciones multa de calidad normales, (iii) un aumento de Ch$ 18.355 millones por mayores gastos financieros por mayor deuda con Cammesa, (iv) un aumento de Ch$ 4.594 millones por menores activaciones de intereses por inversiones y (v) un aumento de Ch$ 2.105 millones por mayores gastos por actualización juicios comunes. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 25.018 millones debido a la devaluación en un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno.

(b) un aumento de Ch$ 14.503 millones en nuestras filiales Brasileñas compuesto principalmente por (i) un aumento de Ch$ 18.748 millones en Ampla atribuible a un aumento de Ch$ 15.192 millones principalmente por mayor deuda financiera y a un aumento de Ch$ 2.956 millones por gastos por liquidación venta cartera compensado por una disminución de (ii) Ch$ 5.191 millones en Coelce principalmente por una disminución de Ch$ 1.512 millones por menores gastos de préstamos bancarios, una disminución de Ch$ 1.678 millones por menores actualizaciones depósitos judiciales, una disminución de Ch$ 1.083 millones por menores gastos por comisiones bancarias y una disminución de Ch$ 918 millones por menores otros gastos.

(c) Un aumento de Ch$ 70.949 millones en nuestras filiales Colombianas compuesto principalmente por (i) un aumento de Ch$ 68.043 millones en Emgesa atribuibles a: un aumento de Ch$ 66.321 millones por el cese en la activación de gastos financieros por el término de la construcción de la Central El Quimbo que inició sus operaciones en Noviembre de 2015 y mayores gastos financieros por menores capitalizaciones por Ch$ 1.722 millones; (ii) un aumento de Ch$ 8.441 millones en Codensa principalmente por una disminución de Ch$ 8.269 millones por una menor deuda financiera. Estos aumentos fueron parcialmente compensados con una disminución de Ch$ 5.506 millones debido a la devaluación de un 7% del peso Colombiano en relación con el peso Chileno.

Menores gastos por unidades de reajuste por Ch$ 8.568 millones principalmente por los menores efectos de las deudas financieras denominadas en U.F., dado que estas fueron asignadas a las filiales chilenas en el proceso de la división societaria finalizada el 1 de marzo de 2016.

Menor utilidad por diferencias de cambio por Ch$ 88.388 millones principalmente atribuible a:

(a) una disminución de Ch$ 78.737 millones en nuestras filiales Argentinas principalmente compuesto por (i) una disminución de Ch$ 49.213 millones por diferencias de cambio positivas por dolarización de las cuentas por cobrar de Central Vuelta Obligado (VOSA) registrado en 2015, (ii) una disminución de Ch$ 4.197 millones en las cuentas por cobrar de Foninvemen y (iii) una disminución de Ch$ 34.211 millones debido a la devaluación en un 35,3% del peso Argentino en relación con el peso Chileno. Todo lo anterior compensado con diferencia de cambio positivas por deuda Mitsubishi por Ch$ 3.522 millones y diferencia de cambio positivas de CTM y Tesa por Ch$ 11.930 millones por deuda en moneda extranjera.

(b) una disminución de Ch$ 18.160 millones en nuestras filiales Brasileñas principalmente por menores efectos de tipo de cambio en cuentas a cobrar en moneda extranjera por Ch$ 21.780 millones compensado con efecto positivo por deudas en moneda extranjera por Ch$ 3.620 millones.

Otros Resultados Distintos de la Operación

Los otros resultados distintos de la operación fueron una ganancia de Ch$ 10.040 millones en el año 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 13.273 millones con respecto a la pérdida de Ch$ 3.233 millones del año 2015 principalmente atribuibles a: (i) la ganancia de Ch$ 18.462 millones en Perú por la venta de líneas de transmisión de alta tensión, (ii) una ganancia de Ch$ 5.926 millones en Brasil por menores pérdidas por venta de activos reconocidos en 2015. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por la pérdida neta de Ch$ 9.905 millones en Colombia por los efectos de la fusión por incorporación de Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca y Empresa Eléctrica de Cundinamarca en Codensa.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades disminuyó en Ch$ 164.296 millones, o un 31,4% en 2016, que se explica principalmente por (i) una disminución de Ch$ 105.815 millones en Chile (Holding Enel Américas) atribuible a: una disminución de Ch$ 194.077 millones por efecto de tipo de cambio de inversiones extranjeras (denominadas en US$ para efectos tributarios) la cual fue parcialmente compensada por un aumento de Ch$ 49.361 millones por mayores gastos de impuestos por badwill tributario por la fusión de Chilectra Américas y por un aumento de Ch$ 34.293 millones por el gasto tributario originado (diferencia entre el valor tributario y financiero) por los aportes de la participación accionaria de las sociedades argentinas que Enel Américas realizó a Enel Argentina; (ii) una disminución de Ch$ 49.196 millones en Argentina explicado principalmente por una disminución de Ch$ 42.323 millones en Enel generación El Chocón S.A. por menores resultados tributarios por efectos de la ganancia por diferencias de cambio por las cuentas a cobrar a Central de Vuelta Obligado (VOSA) registrada en 2015; (iii) una disminución de Ch$ 26.712 millones en Brasil por el efecto en los activos por impuestos diferidos originados por las mayores pérdidas tributarias en Ampla y Enel Brasil por Ch$ 16.090 millones y Ch$ 15.733 millones respectivamente. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de Ch$ 25.312 millones en Perú principalmente por reconocimiento del efecto del cambio en la tasa de impuesto a la renta (29,5% a contar de 2017 en adelante). El efecto en el impuesto diferido fue de Ch$ 23.875 millones.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

ACTIVOS	31 de diciembre de 2016	31 de diciembre de 2015	Variación	Variación %
	(millones de Ch$)			
Activos corrientes	**3.197.251**	**2.589.626**	**607.625**	**23,5**
Activos no corrientes	**8.084.305**	**7.535.593**	**548.712**	**7,3**
Activos no corrientes mantenidos para distribuir a los propietarios	**-**	**5.323.936**	**(5.323.936)**	**(100,0)**
Total Activos	**11.281.556**	**15.449.154**	**(4.167.599)**	**(27,0)**

El total de activos de la Enel Américas, incluidos aquellos para distribuir a los propietarios al 31 de diciembre de 2016 disminuyeron en Ch$ 4.167.599 millones comparado con el total de activos al 31 diciembre de 2015, principalmente como consecuencia de:

- Los Activos Corrientes presentan una aumento de Ch$ 607.625 millones, equivalente a un 23,5%, principalmente atribuible a:

  - Aumento del Efectivo y efectivo equivalente por Ch$ 615.347 millones, compuesto principalmente por (i) Ch$ 108.569 millones en Enel Brasil debido a una mayor recaudación operacional, venta de cartera en Ampla y la obtención de préstamos bancarios, (ii) por Ch$ 71.100 millones en Emgesa por la obtención de préstamos y recaudación de clientes neto de pagos a proveedores, dividendos e impuesto a la riqueza, (iii) por Ch$ 78.852 millones en Edesur por mayor de recaudación de clientes, (iv) por Ch$ 107.728 millones en Enel Generación Perú y en Enel Generación Piura por Ch$ 16.563 millones ambos por mayor recaudación de clientes netos de pagos a proveedores y dividendos, (v) por Ch$ 47.833 millones en Codensa por mayor recaudación de clientes y emisión de bonos neto de pago a proveedores, dividendos e impuesto a la riqueza, (vi) por Ch$ 30.296 millones en Enel Distribución Perú S.A. por un aumento de los depósitos a plazo e ingresos por nuevos negocios neto de pagos a proveedores y dividendos, por (vii) por Ch$ 69.132 millones en Enel Americas S.A. (entidad Holding) principalmente por emisión de Yankee Bonds por MUS$ 600 millones luego de pago y liquidación derivados por Bonos de MUS$ 250 millones y pagos de Ch$ 94.047 millones por pago de OPA Endesa Américas y Derecho a retiro y finalmente (viii) por Ch$ 88.407 millones por variación producto de la división del efectivo y efectivo equivalente por el proceso de reestructuración societaria.

  - Aumento de Otros Activos financieros corrientes por Ch$ 22.957 millones principalmente atribuible a: (i) por Ch$ 17.398 millones por instrumentos de derivados no cobertura en Enel Américas S.A. y (ii) por Ch$ 8.551 millones de activos financieros a valor razonable con cambio en resultado en Grupo Enel Brasil. Lo anterior parcialmente compensado con menores activos mantenidos hasta en vencimiento por Ch$ 2.992 millones principalmente por colocaciones mayores a 90 días en Grupo Enel Brasil y Colombia.

  - Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch$ 57.912 millones que corresponde principalmente a disminuciones en (i) Emgesa por Ch$ 39.157 millones por mayor recaudo de gestión comercial; (ii) en Enel Generación Perú S.A. por Ch$ 31.496 millones explicado por cobranza a cliente Cajamarquilla por Ch$ 23.750 millones y cobros por indemnizaciones de seguros por Ch$ 5.762 millones, (iii) en Central Docksud por Ch$ 25.377 millones principalmente por mayor recaudo y menores impuesto de IVA a cobrar; (iv) en Enel Generación Piura por Ch$ 6.591 millones por mayor recaudo y (v) en Ampla por Ch$ 40.093 millones principalmente por la venta de cartera por Ch$ 37.090 millones. Las disminuciones anteriores fueron parcialmente compensadas con aumento en (i) Codensa por Ch$ 14.872 millones por mayores cuentas comerciales, en (ii) en Edesur por Ch$ 11.286 millones por mayores cuentas a cobrar por aplicación de la Resolución N° 1/2016

emitida por el ente regulador en argentina, en (ii) EGP Cachoeira por Ch$ 24.460 millones por mayores cuentas cobrar por energía y en (iii) Coelce por Ch$ 16.535 millones por mayores cuentas a cobrar de clientes.

- Disminución de Inventarios por Ch$ 28.647 millones principalmente en Edesur por Ch$ 28.802 millones por un mayor consumo de materiales Eléctricos.

- Aumento de Activos por impuestos corrientes por Ch$ 34.871 millones principalmente en Enel Américas S.A. por reconocimiento de créditos por impuestos a recuperar (tax credit) por dividendos recibidos de filiales extranjeras por Ch$ 30.417 millones.

- Disminución de Activos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios por Ch$ 5.323.936 millones, producto de la aplicación de la NIIF 5 en Diciembre de 2015 por reestructuración societaria aprobada en junta de accionistas el 18 de diciembre de 2015.

· Aumento de los Activos No Corrientes en Ch$ 548.712 millones, equivalente a un 7,3%, principalmente por:

- Aumento de Propiedades, plantas y equipos por Ch$ 146.770 millones compuesto principalmente por (i) un aumento de Ch$ 541.807 millones por nuevas inversiones del período y (ii) un aumento de Ch$ 94.406 millones por fusiones por absorción de Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca y Empresa Eléctrica de Cundinamarca en Codensa. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por (i) Ch$ 235.575 millones de depreciación del ejercicio, (ii) Ch$ 46.577 millones por retiros de activos , (iii) Ch$ 196.592 millones correspondiente a los efectos de conversión desde las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países que operamos y (iv) el efecto negativo de otros movimientos por Ch$ 10.699 millones.

- Disminución de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch$ 39.048 millones que corresponde principalmente a disminuciones en (i) Grupo Enel Brasil por Ch$ 23.523 millones por menores cuentas a cobrar de los activos regulatorios traspasados a tarifas y (ii) en Enel Generación Costanera S.A., Central Dock Sud y Enel Generación El Chocón SA. por las cuentas a cobrar al regulador argentino por la construcción de la Central de Vuelta Obligado (VOSA) debido principalmente a los efectos de conversión del tipo de cambio por Ch$ 22.577 millones. Lo anterior fue parcialmente compensado con un aumento en Codensa S.A. por Ch$ 7.713 millones por impuestos a cobrar a largo plazo.

- Aumento de Activos intangibles distintos de la plusvalía por Ch$ 230.447 millones principalmente a aumentos en (i) Ch$ 298.055 millones por nuevas inversiones del período y (ii) Ch$ 136.168 millones por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos. Estos aumentos fueron parcialmente compensados por (i) Ch$ 84.424 millones por la amortización y deterioro del período, (ii) por Ch$ 38.017 millones por retiros de activos y por Ch$ 81.335 millones por disminución del traspaso para activo financiero IFRIC 12 en Ampla y Coelce.

- Disminución de Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por Ch$ 29.775 millones principalmente por la participación de Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca y Empresa Eléctrica de Cundinamarca S.A. que se fusionó el 01 de Octubre de 2016 con nuestra filial colombiana Codensa S.A. y desde esa fecha en adelante sus estados financieros son totalmente incluidos en la consolidación del Grupo.

- Aumento de Otros activos financieros no corrientes por Ch$ 199.564 millones, debido principalmente a los efectos de conversión del Real brasileño al pesos chileno por la cuenta a cobrar por el término de la concesión IFRIC12 en las distribuidoras brasileñas Ampla y Coelce por Ch$ 78.725 millones más el aumento por mayores activaciones del período por Ch$ 83.617 millones y el efecto de actualización del activo financiero por la concesión por Ch$ 37.303 millones.

- Aumento en Plusvalía por Ch$ 34.310 millones principalmente por los efectos de conversión de las distintas monedas funcionales de las sociedades en los países en que operamos.

	31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación %
PASIVOS Y PATRIMONIO	(millones de Ch$)			
Pasivos corrientes	**2.558.790**	**2.559.729**	**(938)**	**(0,0)**
Pasivos no corrientes	**3.447.517**	**2.753.965**	**693.551**	**25,2**
Pasivos incluidos en grupos de activos mantenidos para distribuir a los propietarios	**-**	**1.945.652**	**(1.945.652)**	**(100,0)**
Patrimonio Total	**5.275.249**	**8.189.808**	**(2.914.560)**	**(35,6)**
Atribuible a los propietarios de Enel Américas	4.150.469	6.026.149	(1.875.680)	(31,1)
Participaciones no controladoras	1.124.780	2.163.659	(1.038.879)	(48,0)
Total Pasivos y Patrimonio	**11.281.556**	**15.449.154**	**(4.167.599)**	**(27,0)**

El total de pasivos y patrimonio de Enel Américas, incluidos aquellos para distribuir a los propietarios al 31 de diciembre de 2016 disminuyeron en Ch$ 4.167.599 millones comparado con el total de pasivos y patrimonio al 31 diciembre de 2015, principalmente como consecuencia de:

· Los Pasivos Corrientes disminuyeron en Ch$ 938 millones, explicado principalmente por:

- Disminución de los otros pasivos financieros corrientes (deuda financiera y derivados) por Ch$ 183.189 millones, principalmente atribuible a (i) disminución de Ch$ 243.617 millones en Enel Américas (entidad holding) explicado por el pago de los Yankee Bonds (vencimiento 2016) por Ch$ 168.690 millones, pago de intereses Yankee Bonds Ch$ 12.658 millones y liquidación Swap asociado Yankee Bonds Ch$ 76.779 millones, esta disminución fue parcialmente compensada por un aumento de Ch$ 14.150 millones por intereses devengados por los nuevos Yankee Bonds emitidos en septiembre de 2016; (ii) disminución de Ch$ 32.949 millones en Emgesa explicado por el pago de préstamos bancarios por Ch$ 99.442 millones, lo que fue parcialmente compensado por un aumento de Ch$ 66.493 millones por el traspaso de bonos desde largo plazo; (iii) disminución de Ch$ 20.296 millones en Enel Generación Perú S.A. explicado por los pagos de Ch$ 46.494 millones de préstamos bancarios y pago cuota de leasing, y pagos de Ch$ 13.350 millones de bonos, compensados parcialmente por la obtención de préstamos bancarios y leasing por Ch$ 41.687 millones; (iv) disminución de Ch$ 22.928 millones en Enel Generación El Chocón S.A. compuesto principalmente una disminución de Ch$ 14.131 millones por la reclasificación de deuda CAMMESA a cuentas por pagar de la operación; una disminución de Ch$ 4.923 millones por el pago de préstamos bancarios; y una disminución de Ch$ 3.874 millones por diferencias de cambio; (v) aumento de Ch$ 68.226 millones en Codensa explicado por un aumento de Ch$ 86.773 millones por el traspaso de bonos desde el largo plazo; un aumento de Ch$ 8.818 millones por nuevos préstamos bancarios por la fusión con DECSA y EEC; un aumento de Ch$ 4.773 por intereses bancarios devengados, estos aumentos fueron parcialmente compensado por el pago de bonos por Ch$ 32.138 millones; (vi) aumento de Ch$ 63.022 millones en Ampla explicado por un aumento de Ch$ 50.853 millones por el traspaso desde el largo plazo del préstamo con el Banco del Desarrollo de Brasil (BNDES); un aumento de Ch$ 65.357 millones por el traspaso de bonos desde el largo plazo, los que fueron compensado por una disminución de Ch$ 37.760 millones por pago de bonos y una disminución de Ch$ 15.428 millones por pago de préstamos BNDES;

(vii) aumento de Ch$ 2.271 millones en Coelce por explicado por traspaso del largo plazo de bonos por Ch$ 23.745 millones, actualización de bonos por Ch$ 4.958 millones compensado por pago de préstamos bancarios por Ch$ 37.154 millones más diferencia de cambio por Ch$ 10.722 millones; y (viii) aumento en Enel Generación de Piura S.A. por Ch$ 2.561 millones explicado por traspaso deuda largo plazo leasing por Ch$ 10.277 millones, compensado por pago de cuota de leasing por Ch$ 7.716 millones.

- Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch$ 202.517 millones, que se explica por (i) un aumento de Ch$ 73.369 millones en Grupo Enel Brasil principalmente debido a un aumento en los proveedores por compras de energía y otras cuentas por pagar; (ii) un aumento de Ch$ 52.403 millones en Codensa compuesto principalmente por el aumento de Ch$ 28.514 millones en las cuentas por pagar a Colpatria y un aumento de Ch$ 23.529 millones en proveedores por compra de bienes y servicios; (iii) un aumento de Ch$ 33.147 millones en Edesur por multas por calidad de servicio impuestas por el ENRE; (iv) un aumento de Ch$ 34.147 millones en Enel Generación Perú S.A. atribuible a un aumento de Ch$ 28.086 millones por indemnización por pagar a terceros y un aumento de Ch$ 6.061 por proveedores por compra de energía y gas; y (v) un aumento de Ch$ 13.958 millones en Emgesa por compras y servicios a proveedores.

- Disminución de Pasivos por Impuestos corrientes por Ch$ 7.732 millones, principalmente por pago de impuesto a la renta del período anterior y por los efectos de conversión de las distintas monedas.

- Disminución de Otras Provisiones Corrientes por Ch$ 7.286 millones principalmente atribuible a (i) una disminución de Ch$ 53.691 millones en Emgesa explicada por la utilización de Ch$ 53.999 millones de la provisión del proyecto ambiental y por la utilización de Ch$ 4.280 millones de la provisión por el plan de restauración, estas diminuciones fueron compensadas por un aumento de Ch$ 5.270 millones por la actualización de la provisión por el plan de proyecto ambiental y restauración por la Construcción de la Central El Quimbo; y (ii) un aumento de Ch$ 41.449 millones en Edesur principalmente por actualización por multas de calidad de servicio con el ente regulador Argentino. La diferencia corresponde a los de conversión de las distintas monedas.

- Disminución de Otros Pasivos no financieros corrientes por Ch$ 7.055 millones principalmente por una disminución de Ch$ 6.766 millones en Enel Distribución Perú S.A por efectos de conversión debido a la devaluación de un 2,6% de los Soles peruanos en relación con el peso Chileno.

- Disminución de Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios por Ch$ 1.945.652 millones, producto de la aplicación de la NIIF 5 en Diciembre de 2015 por reestructuración societaria aprobada en junta de accionistas el 18 de diciembre de 2015.

· Los Pasivos No Corrientes aumentan en Ch$ 693.551 millones, equivalente a un 25,2%, de variación explicado principalmente por:

- Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por Ch$ 549.457 millones, principalmente explicado por (i) un aumento de Ch$ 382.882 millones Enel Américas (entidad holding) compuesto principalmente por un aumento de Ch$ 396.228 millones por la emisión en octubre de 2016 de Yankee Bonds (US$ 600 millones) menos gastos de incurridos en la emisión por Ch$ 13.346 millones; (ii) un aumento de Ch$ 103.639 millones en Emgesa explicado por un aumento de Ch$ 182.856 millones por emisión de bonos, compensado por una disminución de Ch$ 28.814 millones por traspaso al corto plazo de préstamos bancarios, una disminución de Ch$ 46.692 millones por traspaso al corto

plazo de bonos; y una disminución de Ch$ 3.711 por efecto de diferencias de cambio; (iii) un aumento de Ch$ 41.310 millones en Ampla explicado por un aumento de Ch$ 140.893 millones por la obtención de préstamos bancarios con Citibank, Santander y BNDES y un aumento de Ch$ 16.627 millones por efecto de diferencias de cambio; estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 65.537 millones por el traspaso al corto plazo de bonos, y una disminución de Ch$ 50.853 millones por el traspaso al corto plazo de BNDES; (iv) un aumento de Ch$ 29.678 en Codensa explicado por un aumento de Ch$ 102.026 millones por la obtención de préstamos bancarios; un aumento de Ch$ 19.948 millones por la emisión de bonos, estos aumentos fueron parcialmente compensados por una disminución de Ch$ 86.773 millones por el traspaso al corto plazo de bonos, y una disminución de Ch$ 5.523 millones por reclasificación de otros créditos; (v) un aumento de Ch$ 20.691 millones en Edelnor explicado por un aumento de Ch$ 10.018 millones por la obtención de préstamos bancarios y un aumento de Ch$ 10.472 millones por efectos de diferencias de cambio; (vi) un aumento de Ch$ 11.358 millones en Piura explicado por un aumento de Ch$ 23.576 millones por la contratación de leasing, el que fue parcialmente compensado por una disminución de Ch$ 10.277 millones por el traspaso al corto plazo de cuota leasing y una disminución de Ch$ 1.941 millones por efecto de diferencias de cambio; (vii) una disminución de Ch$ 19.864 millones en Coelce compuesto principalmente por una disminución de Ch$ 23.745 millones por el traspaso de bonos hacia el corto plazo, parcialmente compensado por un aumento de Ch$ 3.881 millones por la obtención de préstamos bancarios; (viii) una disminución de Ch$ 14.665 millones en Edegel por el traspaso al corto plazo de cuota de leasing; y (ix) una disminución de Ch$ 3.112 en Chocón por el traspaso al corto plazo de una porción de la deuda con CAMMESA.

- Aumento de Otras cuentas por pagar no corrientes por Ch$ 59.231 millones explicado principalmente por incremento mutuo de CAMMESA por Ch$ 45.427 millones y los incremento en otras obligaciones por pagar por investigación y desarrollo en Ampla y Coelce por Ch$ 5.109 millones y en otras cuentas por pagar por Ch$ 8.695 millones.

- Aumento de Otras provisiones no corrientes por Ch$ 49.431 millones principalmente por actualización de reclamaciones legales en Ampla y Coelce por Ch$ 34.929 millones, aumento de provisiones medio ambiente en Emgesa por Ch$ 10.592 millones y aumento de provisiones laborales en Codensa por Ch$ 2.562 millones.

- Aumento de Provisiones por Beneficios a los empleados no corrientes por Ch$ 41.254 millones, explicado principalmente por la actualización de los pasivos actuariales.

· El Patrimonio Total disminuyó en Ch$ 2.914.560 millones, equivalente a un 35,6%, explicado principalmente por:

- El patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora disminuye en Ch$ 1.875.680 millones principalmente por (i) una disminución de Ch$ 1.182.639 millones en el capital emitido compuesto principalmente por una disminución de Ch$ 2.229.109 millones para constituir el capital de Enel Chile como parte de la materialización de la división societaria el 1 de marzo de 2016, la que fue parcialmente compensada por un aumento de Ch$ 1.046.470 millones correspondiente a la emisión de 9.232.202.625 nuevas acciones de Enel Américas, emitidas con ocasión de la fusión con Endesa Américas y Chilectra Américas, materializada el 1 de diciembre de 2016; (ii) una disminución de Ch$ 94.047 por el reconocimiento de acciones propias en cartera por la recompra realizada a los accionistas minoritarios de Enel Américas, Endesa Américas y Chilectra Américas que disintieron con respecto a la fusión y ejercieron su derecho a retiro y por las acciones de Endesa Américas compradas en la Oferta Pública de Acciones; (iii) un aumento de Ch$ 638.609 millones en las otras reservas principalmente atribuible a un aumento de Ch$ 161.106

millones en los otros resultados integrales acumulados que se explica principalmente por un aumento de Ch$ 158.607 millones por diferencias de conversión del período, un aumento de Ch$ 2.179 millones de reserva de coberturas de flujo de caja y aumento por Ch$ 320 millones reservas por activos financieros disponibles para la venta; y a un aumento de Ch$ 477.503 millones en las otras reservas varias compuesta principalmente por una disminución de Ch$ 1.019.002 millones por el efecto generado por la división de Enel Américas y la separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A.; el que fue parcialmente compensado por el aumento de Ch$ 539.550 por el efecto generado por la fusión con Endesa Américas y Chilectra Américas; (iv) una disminución de Ch$ 1.237.604 millones en las ganancias acumuladas principalmente atribuible a una disminución de Ch$ 196.867 millones por pago de dividendos, una disminución de Ch$ 1.414.854 millones por el efecto generado por la división de Enel Américas y la separación del negocio de Chile en Enel Chile S.A. y una disminución de Ch$ 8.942 millones por reservas de pérdidas por planes de beneficios definidos. Las que fueron parcialmente compensadas por un aumento de Ch$ 383.060 millones por el reconocimiento de la utilidad generada en el ejercicio 2016.

- Las participaciones no controladoras disminuyeron en Ch$ 1.038.879 millones explicado principalmente por (i) una disminución de Ch$ 639.796 millones por el efecto generado por la división de Enel Américas; (ii) una disminución de Ch$ 494.837 millones por el efecto generado por la fusión con Endesa Américas y Chilectra Américas; (iii) una disminución de Ch$ 190.520 millones por el pago de dividendos; (iv) una disminución de Ch$ 16.912 millones en los otros resultados integrales. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por un aumento de Ch$ 303.186 millones por el reconocimiento de la utilidad generada en el ejercicio 2016.

La evolución de los principales indicadores financieros de las operaciones continuadas es el siguiente:

	Indicador Financiero	Unidad	31/12/2016	31/12/2015	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,25	1,01	0,2	23,5
	Razón Ácida (1)	Veces	1,22	0,97	0,2	25,6
	Capital de Trabajo	MMCh$	638.461	29.897	608.563	2.035,5
Endeudamiento	Razón de endeudamiento	Veces	1,14	0,65	0,5	75,5
	Deuda Corto Plazo	%	42,6%	48,2%	(0,1)	(11,6)
	Deuda Largo Plazo	%	57,4%	51,8%	0,1	10,7
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	3,40	6,06	(2,7)	(43,9)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingreso explotación	%	23,4%	23,7%	(0,00)	(1,1)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	9,2%	11,0%	(0,02)	(15,9)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	6,1%	7,4%	(0,01)	(17,9)

(1) Activo corriente neto de inventarios

(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

La liquidez corriente al 31 de diciembre de 2016 alcanzó 1,25 veces, presentando un aumento de 23,5% con respecto al 31 de diciembre de 2015, explicado principalmente por el aumento del efectivo y equivalentes de efectivo, lo que indica que Enel Américas dispone de una posición de liquidez solida que le permite cubrir la totalidad de sus obligaciones de corto plazo con activos corrientes.

La razón ácida al 31 de diciembre de 2016 alcanzó 1,22 veces, presentando un aumento de 25,6% con respecto al 31 de diciembre de 2015, explicado por el aumento del efectivo y equivalentes de efectivo.

El capital de trabajo al 31 de diciembre de 2016 fue Ch$ 638.461 millones, que refleja un aumento respecto al 31 de diciembre de 2015, explicado principalmente por el aumento del efectivo y equivalentes de efectivo.

La razón de endeudamiento se sitúa en 1,14 veces al 31 de diciembre de 2016, aumento de un 0,5 veces respecto del 31 de diciembre de 2015, principalmente por mayor pasivo financieros no corrientes, explicado por mayor emisión de deuda (bonos) y obtención de préstamos bancarios .

La cobertura de costos financieros por el año terminado al 31 de diciembre de 2016 fue de 3,4 veces, lo cual representa una disminución de (2,7) veces, o el equivalente a un (43,9)%, comparado con el año anterior, principalmente por el incremento de la actualización financiera de provisiones, actualización de multas por calidad de servicio , menores ingresos financieros y menores diferencias de cambio por cuentas a cobrar a Central Vuelta Obligado (Vosa) registrado en 2015.

El índice de rentabilidad medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación aumentó un 1,1% con respecto al año anterior, alcanzando un 23,4% al 31 de diciembre de 2016, permaneciendo en línea con el año anterior.

La rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) fue de un 9,2%, como resultado de una disminución del resultado atribuible a los propietarios, compensado parcialmente por una disminución del patrimonio atribuible a los propietarios en menor proporción como resultado de la división societaria materializada el 1 de marzo de 2016.

La rentabilidad de los activos fue de un 6,1% en el presente período, debido principalmente a una disminución del resultado del periodo, compensado parcialmente por una disminución del total de activos en menor proporción como resultado de la división societaria materializada el 1 de marzo de 2016.

Principales Flujos de Efectivo

El flujo de efectivo neto alcanzó los Ch$ 475.617 millones en 2016, lo que representa un aumento de Ch$ 827.679 millones con respecto al año anterior. Las principales variables por flujos de actividades de la operación, inversión y financiamiento, que explican este aumento en los flujos de efectivo neto comparado con el año 2015, se describen a continuación:

	31 de diciembre de			
	2016	2015	Variación	Variación
FLUJOS DE EFECTIVO NETOS	(millones de Ch$)			%
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	**1.712.239**	**1.923.451**	**(211.212)**	**(11,0)**
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	**(496.972)**	**(1.215.299)**	**718.328**	**(59,1)**
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	**(739.651)**	**(1.060.214)**	**320.564**	**(30,2)**
Total Flujos de Efectivos Netos	**475.617**	**(352.063)**	**827.679**	**(235,1)**

Los flujos de efectivo netos procedentes de actividades de la operación fueron Ch$ 1.712.239 millones en el año 2016, representando una disminución del 11% con respecto al año anterior. La disminución se explica principalmente por una disminución en (i) los cobros procedentes de las ventas y prestación de servicios por Ch$ 1.868.002 millones; (ii) disminución cobros procedentes de otros ingresos por Ch$ 19.786 millones (ii) disminución otros cobros por actividades de operación por Ch$ 187.660 millones. Estas disminuciones fueron parcialmente compensadas por una disminución en (i) los pagos a proveedores por Ch$ 1.490.135; (ii) pagos a empleados por Ch$ 95.546 millones; (iii) pagos de impuestos a las ganancias por Ch$ 74.594 millones; (iv) pagos por primas y otras obligaciones derivadas de las pólizas por Ch$ 5.501 millones; (v) menores otras entradas y salidas de efectivo operacional y otras salidas de efectivo por Ch$ 198.461 millones principalmente mayores pagos de impuestos IVA y otros por Ch$ 88.379 millones, menores pagos por recaudación realizadas por contrato Codensa

Hogar en Colombia por Ch$ 47.554 millones y Otros menores pagos varios de actividades de operación y salidas de efectivo por Ch$ 118.484 millones compensado con mayores pagos por la cuenta Desarrollo Energético en Brasil por Ch$ 55.956 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión fueron Ch$ 496.972 millones en el año 2016, que se explican principalmente por (i) los desembolsos por la incorporación de propiedades, plantas y equipos por Ch$ 557.243 millones; (ii) incorporación de activos intangibles IFRIC12 por Ch$ 274.461 millones; (iii) pagos de derivados de contratos de futuro y de permuta financiera Ch$ 5.878 millones, (iv) préstamos a entidades relacionadas por Ch$ 23.140 millones y (v) otras salidas de efectivo por Ch$ 3 millones. Estas salidas de flujos de efectivo de inversión fueron parcialmente compensadas por (i) el rescate de inversiones a más de 90 días por Ch$ 9.372 millones; (ii) cobros de contratos futuro, a término de opciones y de permuta financiera por Ch$ 7.447 millones; (iii) recursos recibidos por venta de terreno y líneas de transmisión por Ch$ 69.661 millones; (iv) intereses recibidos por Ch$ 85.494 millones; (v) dividendos recibidos por Ch$ 1.184 millones; (vi) cobros a entidades relacionadas por Ch$ 171.001 millones principalmente por pago recibido de préstamo estructurado de Enel Generación Chile S.A. por Ch$ 167.428 millones y (vii) otras entradas de efectivo por Ch$ 19.594 millones.

Los flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación fueron Ch$ 739.651 millones en el año 2016, originados principalmente por (i) pagos de préstamos por Ch$ 699.474 millones; (ii) pago de dividendos por Ch$ 431.317 millones, (iii) pago de intereses por Ch$ 243.556 millones, (iv) pago por recompra de acciones propias por Ch$ 94.047 millones principalmente por OPA Endesa Américas por Ch$ 79.554 millones y derecho a retiro por Ch$ 14.493 millones; (v) pagos de pasivos por arrendamientos financieros Ch$ 20.852 millones; (vi) otras salidas de efectivo por Ch$ 317.745 millones producto principalmente de la división del efectivo y efectivo equivalente por proceso de reestructuración de la compañía por Ch$ 161.019 millones, más pago de derivados financieros por Ch$ 83.595 millones, más pagos por comisiones y descuentos de bonos y préstamos bancarios por Ch$ 66.432 millones; (vii) los flujos procedentes de la obtención de préstamos por Ch$ 1.066.821 millones y (viii) efecto neto de préstamos y pagos de empresas relacionadas por Ch$ 519 millones.

A continuación se presentan los Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos y su Depreciación, de las operaciones continuadas para los períodos de Diciembre años 2016 y 2015.

	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		**Depreciación**	
Empresa	**2016**	**2015**	**2016**	**2015**
Enel Generación Chile S.A. (ex Endesa Chile)	48.519	263.906	-	112.568
Enel Generación Perú S.A. (Edegel)	24.036	33.053	41.308	50.937
Enel Generación el Chocón S.A. (Chocón)	1.245	41.019	2.018	1.811
Enel Generación Costanera S.A. (Costanera)	36.127	13.332	16.922	21.232
Emgesa S.A.	83.701	186.496	42.543	39.239
EGP Cachoeira Dourada S.A. (Cachoeira Dourada)	4.373	5.222	5.056	5.003
Compañía Eléctrica de Fortaleza (Fortaleza)	10.187	18.360	5.577	5.678
Enel CIEN S.A. (Cien)	1.553	1.569	10.157	11.165
Enel Distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.)	11.504	44.623	-	35.821
Edesur S.A.	91.185	197.738	11.303	13.230
Enel Distribución Perú (ex Edelnor)	80.299	112.428	30.218	29.074
Ampla (*)	173.872	167.928	47.677	42.109
Coelce (*)	100.589	91.959	31.838	29.748
Codensa S.A.	149.675	132.840	58.526	59.475
Servicios Informáticos e Inmobiliarios (ex ICT)	51	99	-	114
Holding Enel Américas y Sociedades de Inversión	4.140	1.536	548	(510)
Enel Trading Argentina (Cemsa)	100	96	52	49
Central DockSud	5.680	41.284	11.366	11.497
Enel Generación Piura (ex Empresa Eléctrica Piura)	4.868	9.073	5.492	5.505
Total	**831.704**	**1.362.562**	**320.601**	**473.744**

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

II. Principales Riesgos Asociados a la Actividad del Grupo Enel Americas S.A.

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades en los países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enel Américas cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enel Américas y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enel Américas no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enel Américas incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enel Américas ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de "commodities" y tipo de cambio de divisas.

Riesgo de tasa de interés

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

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

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

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

Posición bruta:

	31-12-2016	31-12-2015
	%	%
Tasa de interés fijo	44%	30%

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.

Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

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

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

Riesgo de “commodities”

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta la generación eléctrica, hidrología y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2016, habían operaciones de contratos de compra de futuros de energía por 69.84 GWh, para el periodo Ene-Dic 2017. Dichas compras respaldan un contrato de venta de energía en el mercado mayorista. Por su parte, se realizaron ventas de futuros de energía por 15.12 GWh para el periodo Ene-Dic 2017, asociadas a cubrir el riesgo de flujo de caja de clientes indexados del Mercado No Regulado. Al 31 de diciembre de 2016 se liquidaron diez (10) contratos de venta y uno (1) de compra de futuros de energía cada uno por 0.36 GWh. Al 31 de diciembre de 2015 no habían operaciones en el mercado de derivados energéticos.

Riesgo de liquidez.

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

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

Al 31 de diciembre de 2016, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M$ 1.800.510.297 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 86.993.868 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2015, el Grupo Enel Américas presenta una liquidez de M$ 1.185.163.344 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 34.332.376 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de crédito.

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

Cuentas por cobrar comerciales:

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

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

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

Medición del riesgo.

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

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

Deuda Financiera.
Derivados de cobertura para Deuda.

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

Tasa de interés Libor del dólar estadounidense.

Las distintas monedas en las que operan nuestras compañías, los índices locales habituales de la práctica bancaria.

Los tipos de cambio de las distintas monedas implicadas en el cálculo.

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

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

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo a un trimestre, de las posiciones anteriormente comentadas corresponde a M$ 112.729.307.

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 Américas, 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 Américas.

A diciembre de 2016, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable de cualquier deuda de Enel Américas con un monto de capital que exceda los US$150 millones, o su equivalente en otras monedas, podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de una parte sustancial de los bonos Yankee.

Por último, a diciembre de 2016 en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito locales de Enel Américas, el pago anticipado de estas deudas, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor o Deudor, es decir de Enel Américas, no haciendo referencia a sus filiales extranjeras. En el caso de los bonos locales, el cross default se puede desencadenar en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados, ya sea en una deuda individual o a nivel agregado de deudas. En el caso de las líneas locales, 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. Estas líneas no han sido desembolsadas.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de Enel Américas por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

Valor Libro y Valor Economico 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 deprecian 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.

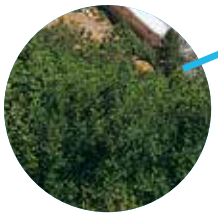
La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables 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.d) 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 período.

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 3 de los Estados Financieros Consolidados de Enel Américas.



Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales

BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Chilectra		Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.		Distrilima		Edesur	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Activos								
Activos Corrientes		764.264.413		54.816.036	132.512.236	116.371.663	253.221.877	191.441.460
Activos No Corrientes		766.740.394		11.561.340	699.734.546	675.858.105	445.997.002	443.412.233
Total Activos	**-**	**1.531.004.807**	**-**	**66.377.376**	**832.246.782**	**792.229.768**	**699.218.879**	**634.853.693**
Patrimonio Neto y Pasivos								
Pasivos Corrientes		363.516.173		5.586.877	184.218.301	192.540.953	497.137.195	431.630.046
Pasivos No Corrientes		54.831.044		1.305.133	295.981.621	269.823.997	200.282.841	174.966.573
Patrimonio Neto	**-**	**1.112.657.590**	**-**	**59.485.366**	**352.046.860**	**329.864.818**	**1.798.843**	**28.257.074**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		1.112.653.169		56.810.189	190.590.746	179.145.813	1.798.843	28.257.074
Participaciones no controladoras		4.421		2.675.177	161.456.114	150.719.005	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**-**	**1.531.004.807**	**-**	**66.377.376**	**832.246.782**	**792.229.768**	**699.218.879**	**634.853.693**
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL								
Ingresos de actividades ordinarias		1.247.900.614		7.788.512	582.386.858	559.556.527	635.354.040	278.475.279
Otros ingresos		9.831.551		872.266	2.809.483	2.489.899	28.746.227	328.869.637
Total de Ingresos de actividades ordinarias y Otros ingresos	**-**	**1.257.732.165**	**-**	**8.660.778**	**585.196.341**	**562.046.426**	**664.100.267**	**607.344.916**
Materias primas y consumibles utilizados		(983.732.902)	-	-	(395.535.703)	(379.015.102)	(303.352.490)	(157.387.237)
Margen de Contribución	**-**	**273.999.263**	**-**	**8.660.778**	**189.660.638**	**183.031.324**	**360.747.777**	**449.957.679**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		5.753.242			4.507.477	4.282.006	27.164.958	34.701.198
Gastos por beneficios a los empleados		(32.454.962)		(6.926.535)	(23.387.610)	(22.398.764)	(177.539.906)	(226.741.261)
Gastos por depreciación y amortización		(29.082.449)		(113.887)	(30.218.032)	(29.074.143)	(11.303.027)	(13.229.654)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)		(6.738.750)	-	-	(1.388.976)	(1.598.702)	(9.221.068)	(2.289.187)
Otros gastos por naturaleza		(63.795.453)		(2.132.131)	(28.008.353)	(26.541.656)	(94.219.495)	(138.623.389)
Resultado de Explotación	**-**	**147.680.891**	**-**	**(511.775)**	**111.165.144**	**107.700.065**	**95.629.239**	**103.775.386**
Otras ganancias (pérdidas)		16.273.154		4.289.351	21.687	602.594	38.164	113.216
Ingresos financieros		13.308.032		2.307.519	3.605.892	4.136.908	18.340.961	65.153.401
Costos financieros		(1.426.792)		(67.657)	(19.288.535)	(19.250.476)	(127.083.732)	(70.851.224)
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación		5.248		4.187	-	-	92	34.434
Diferencias de cambio		(184.760)		(1.006)	241.363	(699.898)	(830.182)	1.755.304
Resultados por unidades de reajuste		973.087		21.360				
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	**-**	**176.628.860**	**-**	**6.041.979**	**95.745.551**	**92.489.193**	**(13.905.458)**	**99.980.517**
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias		(36.956.051)		(765.180)	(33.113.841)	(28.191.648)	(6.942.666)	(463.471)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**-**	**139.672.809**	**-**	**5.276.799**	**62.631.710**	**64.297.545**	**(20.848.124)**	**99.517.046**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		49.077.924						
Ganancia (Pérdida)	**-**	**188.750.733**	**-**	**5.276.799**	**62.631.710**	**64.297.545**	**(20.848.124)**	**99.517.046**
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		188.750.403		5.084.961	32.737.330	33.563.540	(20.848.124)	99.517.046
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		330		191.838	29.894.380	30.734.005	-	-
Ganancia (Pérdida)	**-**	**188.750.733**	**-**	**5.276.799**	**62.631.710**	**64.297.545**	**(20.848.124)**	**99.517.046**
Estado de Otros Resultados Integrales:								
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto		(111.222.754)		(64.325)	(14.191.109)	7.349.619	(5.610.107)	(8.266.492)
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	**-**	**77.527.979**	**-**	**5.212.474**	**48.440.601**	**71.647.164**	**(26.458.231)**	**91.250.554**
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		77.527.648		5.020.636	25.016.335	37.590.305	(26.458.231)	91.250.554
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		331		191.838	23.424.266	34.056.859	-	-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	**-**	**77.527.979**	**-**	**5.212.474**	**48.440.601**	**71.647.164**	**(26.458.231)**	**91.250.554**
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO								
Capital emitido		367.928.682		61.948.674	140.415.633	120.526.744	135.477.599	135.477.599
Ganacias (perdidas) acumuladas		1.225.045.537		36.499.929	15.689.942	23.507.886	(32.555.086)	(17.446.199)
Primas de emisión		566.302	-	-	-	-	-	-
Otras reservas		(480.887.352)		(41.638.414)	34.485.171	35.111.183	(101.123.670)	(89.774.326)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**1.112.653.169**	**-**	**56.810.189**	**190.590.746**	**179.145.813**	**1.798.843**	**28.257.074**
Participaciones no controladoras		4.421		2.675.177	161.456.114	150.719.005	-	-
Total Patrimonio Neto	**-**	**1.112.657.590**	**-**	**59.485.366**	**352.046.860**	**329.864.818**	**1.798.843**	**28.257.074**
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL								
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación		192.068.742		(7.619.798)	118.825.427	109.115.394	178.874.715	243.657.254
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión		(64.199.658)		7.626.633	(67.247.743)	(114.212.151)	(83.298.108)	(208.791.432)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación		(106.554.830)		(7.830)	(20.634.468)	(41.319.512)	(528.752)	(8.169.660)
Flujo Neto Positivo (Negativo) del Período	**-**	**21.314.254**	**-**	**(995)**	**30.943.216**	**(46.416.269)**	**95.047.855**	**26.696.162**
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo		93.224	-	-	(647.172)	483.021	(16.195.409)	(7.677.842)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial		**7.716.593**		**4.569**	**14.818.083**	**60.751.331**	**24.665.202**	**5.646.882**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	**-**	**29.124.071**	**-**	**3.574**	**45.114.127**	**14.818.083**	**103.517.648**	**24.665.202**

Endesa Chile		Codensa		Enel Brasil		Generalima		Enel Trade Argentina	
2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
	4.412.561.440	275.367.757	207.553.675	922.063.106	796.102.019	5.834.984	5.697.317	17.208.360	22.954.619
	2.866.208.893	1.000.058.889	847.774.289	2.467.478.599	1.994.170.371	39.048.294	50.472.490	128.253	91.195
-	**7.278.770.333**	**1.275.426.646**	**1.055.327.964**	**3.389.541.705**	**2.790.272.390**	**44.883.278**	**56.169.807**	**17.336.613**	**23.045.814**
	2.527.875.495	367.437.648	247.749.856	827.019.388	653.756.271	22.264.813	20.328.170	16.143.845	21.098.368
	1.207.004.759	341.673.262	281.940.697	808.602.605	725.006.818	6.593.515	8.150.819	-	-
-	**3.543.890.079**	**566.315.736**	**525.637.411**	**1.753.919.712**	**1.411.509.301**	**16.024.950**	**27.690.818**	**1.192.768**	**1.947.446**
	2.648.189.907	566.315.736	525.637.411	1.287.316.208	1.005.026.634	16.024.950	27.690.818	1.192.768	1.947.446
	895.700.172	-	-	466.603.504	406.482.667	-	-	-	-
-	**7.278.770.333**	**1.275.426.646**	**1.055.327.964**	**3.389.541.705**	**2.790.272.390**	**44.883.278**	**56.169.807**	**17.336.613**	**23.045.814**
	1.539.977.511	918.407.135	876.948.862	1.557.202.410	1.785.800.511	980	-	6.348	9.813
	3.832.806	5.504.778	7.518.404	324.699.375	230.688.324	-	-	2.152.081	2.259.773
-	**1.543.810.317**	**923.911.913**	**884.467.266**	**1.881.901.785**	**2.016.488.835**	**980**	**-**	**2.158.429**	**2.269.586**
	(880.891.223)	(532.281.720)	(500.570.711)	(1.130.554.813)	(1.385.921.253)	-	-	(232.151)	(1.017.940)
-	**662.919.094**	**391.630.193**	**383.896.555**	**751.346.972**	**630.567.582**	**980**	**-**	**1.926.278**	**1.251.646**
	15.250.810	8.083.645	4.448.164	17.315.365	10.165.042	28.798	146.345	-	-
	(70.969.357)	(35.633.854)	(36.740.363)	(96.135.604)	(100.162.085)	(141.780)	(274.254)	(1.312.111)	(1.975.607)
	(124.835.559)	(58.526.488)	(59.475.176)	(100.708.409)	(93.922.721)	(1.191)	(1.223)	(51.511)	(49.321)
	9.793.652	(1.346.571)	(80.720)	(70.475.908)	(31.029.774)	-	-	(34.768)	-
	(90.339.822)	(57.901.061)	(56.461.106)	(235.847.967)	(177.209.919)	(9.072.118)	(247.549)	(793.575)	(482.533)
-	**401.818.818**	**246.305.864**	**235.587.354**	**265.494.449**	**238.408.125**	**(9.185.311)**	**(376.681)**	**(265.687)**	**(1.255.815)**
	4.015.401	(7.734.734)	(128.486)	(832.957)	(6.751.675)	-	2.197.565	19.300	-
	234.821	5.920.503	6.745.818	93.096.075	116.303.199	1.682	7.791	189.930	238.710
	(64.206.719)	(40.786.634)	(34.773.430)	(157.025.698)	(142.623.456)	(1.215.653)	(1.184.219)	(239.519)	319.094
	8.905.045	978.253	753.329	-	-	-	-	-	-
	(53.880.472)	(200.161)	567.871	(4.238.613)	(10.271.991)	(102.639)	(1.056.929)	82.260	340.012
	3.600.187								
-	**300.487.081**	**204.483.091**	**208.752.456**	**196.493.256**	**195.064.202**	**(10.501.921)**	**(412.473)**	**(213.716)**	**(357.999)**
	(76.655.819)	(91.004.383)	(84.883.213)	(47.044.832)	(76.715.148)	-	(285.187)	(115.586)	(1.466.245)
-	**223.831.262**	**113.478.708**	**123.869.243**	**149.448.424**	**118.349.054**	**(10.501.921)**	**(697.660)**	**(329.302)**	**(1.824.244)**
	411.189.551								
-	**635.020.813**	**113.478.708**	**123.869.243**	**149.448.424**	**118.349.054**	**(10.501.921)**	**(697.660)**	**(329.302)**	**(1.824.244)**
	392.868.115	113.478.708	123.869.243	140.273.511	94.401.235	(10.501.921)	(697.660)	(329.302)	(1.824.244)
	242.152.698	-	-	9.174.913	23.947.819	-	-	-	-
-	**635.020.813**	**113.478.708**	**123.869.243**	**149.448.424**	**118.349.054**	**(10.501.921)**	**(697.660)**	**(329.302)**	**(1.824.244)**
	(347.578.685)	(313.213)	(62.466.819)	222.513.096	(370.529.946)	(1.163.947)	727.779	(425.376)	(626.381)
-	**287.442.128**	**113.165.495**	**61.402.424**	**371.961.520**	**(252.180.892)**	**(11.665.868)**	**30.119**	**(754.678)**	**(2.450.625)**
	132.746.446	113.165.495	61.402.424	305.890.733	(162.353.636)	(11.665.868)	30.119	(754.678)	(2.450.625)
	154.695.682	-	-	66.070.787	(89.827.256)	-	-	-	-
-	**287.442.128**	**113.165.495**	**61.402.424**	**371.961.520**	**(252.180.892)**	**(11.665.868)**	**30.119**	**(754.678)**	**(2.450.625)**
	1.331.714.085	3.995.999	3.934.010	1.185.049.283	1.148.364.426	27.523.467	27.523.467	2.210.996	2.210.996
	2.218.373.368	89.919.991	104.750.330	167.496.699	113.122.355	(13.153.859)	(2.842.848)	(1.537.567)	(1.608.282)
	206.008.557	43.454.430	3.970.226	-	-	-	-	-	-
	(1.107.906.103)	429.045.316	412.982.845	(65.229.774)	(256.460.147)	1.655.342	3.010.199	519.339	1.344.732
-	**2.648.189.907**	**566.415.736**	**525.637.411**	**1.287.316.208**	**1.005.026.634**	**16.024.950**	**27.690.818**	**1.192.768**	**1.947.446**
	895.700.172	-	-	466.603.504	406.482.667	-	-	-	-
-	**3.543.890.079**	**566.415.736**	**525.637.411**	**1.753.919.712**	**1.411.509.301**	**16.024.950**	**27.690.818**	**1.192.768**	**1.947.446**
	901.214.236	239.215.846	235.309.844	513.411.050	267.421.398	(609.771)	(354.919)	(1.005.058)	(105.002)
	(488.595.470)	(140.528.848)	(112.561.292)	(268.067.213)	(267.731.554)	(575.136)	(4.499.516)	(41.468)	(95.520)
	(605.785.054)	(47.601.487)	(165.636.704)	(157.916.681)	(78.409.908)	1.094.064	5.161.304	-	-
-	**(193.166.288)**	**51.085.511**	**(42.888.152)**	**87.427.156**	**(78.720.064)**	**(90.843)**	**306.869**	**(1.046.526)**	**(200.522)**
	6.246.146	(3.253.219)	(310.477)	21.142.144	(27.818.640)	(4.286)	(187.356)	(153.292)	(197.399)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	336.658.505	**89.987.572**	**133.186.201**	**91.313.660**	**197.852.364**	**137.259**	**17.746**	**1.561.274**	**1.959.195**
-	**149.738.363**	**137.819.864**	**89.987.572**	**199.882.960**	**91.313.660**	**42.130**	**137.259**	**361.456**	**1.561.274**

BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Dock Sud		Caboblanco		Veracruz		Emgesa	
	2016	2015	2016	2015	2016	2015	2016	2015
Activos								
Activos Corrientes	32.326.301	46.722.731	64.980.868	54.357.844	553.778	338.490	193.951.548	172.957.081
Activos No Corrientes	106.518.467	126.188.102	110.487.098	81.815.036	12.786.988	13.107.660	1.820.385.877	1.807.828.819
Total Activos	**138.844.768**	**172.910.833**	**175.467.966**	**136.172.880**	**13.340.766**	**13.446.150**	**2.014.337.425**	**1.980.785.900**
Patrimonio Neto y Pasivos								
Pasivos Corrientes	28.697.132	25.736.485	34.277.483	19.831.659	5.545.241	5.132.524	283.176.032	349.716.661
Pasivos No Corrientes	36.535.241	67.304.446	60.115.035	47.845.465	-	-	949.335.325	831.187.906
Patrimonio Neto	**73.612.395**	**79.869.902**	**81.075.448**	**68.495.756**	**7.795.525**	**8.313.626**	**781.826.068**	**799.881.333**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	51.726.862	56.135.366	50.875.693	43.335.752	7.795.525	8.313.626	781.820.251	799.877.990
Participaciones no controladoras	21.885.533	23.734.536	30.199.755	25.160.004	-	-	5.817	3.343
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**138.844.768**	**172.910.833**	**175.467.966**	**136.172.880**	**13.340.766**	**13.446.150**	**2.014.337.425**	**1.980.785.900**
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL								
Ingresos de actividades ordinarias	86.348.833	69.961.987	65.142.667	58.012.806	-	-	772.618.417	769.676.923
Otros ingresos	14.220	822	2.783	79.833	-	-	6.253.966	9.078.631
Total de Ingresos de actividades ordinarias y Otros ingresos	**86.363.053**	**69.962.809**	**65.145.450**	**58.092.639**	**-**	**-**	**778.872.383**	**778.755.554**
Materias primas y consumibles utilizados	(52.964.973)	(43.265.694)	(28.326.440)	(26.124.118)	-	(823)	(293.034.115)	(321.528.664)
Margen de Contribución	**33.398.080**	**26.697.115**	**36.819.010**	**31.968.521**	**-**	**(823)**	**485.838.268**	**457.226.890**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	54.398	362.810	152.617	-	-	-	772.531	5.344.745
Gastos por beneficios a los empleados	(5.339.118)	(5.817.647)	(3.081.588)	(2.569.372)	-	-	(15.961.883)	(20.843.530)
Gastos por depreciación y amortización	(11.365.432)	(11.497.264)	(5.492.435)	(5.505.006)	-	-	(42.543.005)	(39.129.529)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)	-	-	-	-	-	-	(22.678.708)	(109.059)
Otros gastos por naturaleza	(3.816.126)	(6.435.537)	(4.180.359)	(6.230.943)	(5.253)	(28.717)	(33.261.777)	(29.624.993)
Resultado de Explotación	**12.931.802**	**3.309.477**	**24.217.245**	**17.663.200**	**(5.253)**	**(29.540)**	**372.165.426**	**372.864.524**
Otras ganancias (pérdidas)	-	-	(2.111)	106.250	-	-	47.188	(110.332)
Ingresos financieros	5.381.673	20.326.664	1.449.391	744.100	1.900	1.273	10.312.359	3.304.656
Costos financieros	(7.544.234)	(5.837.628)	(2.877.266)	(4.062.360)	(126.572)	(42.252)	(109.052.461)	(44.086.055)
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	16.778	149.772	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	9.749.462	39.281.160	(208.528)	(2.437.407)	(20.206)	(84.847)	493.191	892.441
Resultados por unidades de reajuste								
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	**20.535.481**	**57.229.445**	**22.578.731**	**12.013.783**	**(150.131)**	**(155.366)**	**273.965.703**	**332.865.234**
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(7.169.616)	(18.102.752)	(6.989.082)	(4.166.389)	-	-	(106.953.368)	(120.958.374)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**13.365.865**	**39.126.693**	**15.589.649**	**7.847.394**	**(150.131)**	**(155.366)**	**167.012.335**	**211.906.860**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas								
Ganancia (Pérdida)	**13.365.865**	**39.126.693**	**15.589.649**	**7.847.394**	**(150.131)**	**(155.366)**	**167.012.335**	**7.847.394**
Ganancia (pérdida) atribuible a								
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	9.382.562	27.403.863	9.445.802	4.758.765	(150.131)	(155.366)	167.009.852	211.906.131
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	3.983.303	11.722.830	6.143.847	3.088.629	-	-	2.483	729
Ganancia (Pérdida)	**13.365.865**	**39.126.693**	**15.589.649**	**7.847.394**	**(150.131)**	**(155.366)**	**167.012.335**	**211.906.860**
Estado de Otros Resultados Integrales:								
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(19.623.372)	(24.156.876)	(3.009.957)	893.502	(367.971)	228.283	7.292.950	(91.859.233)
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	**(6.257.507)**	**14.969.817**	**12.579.692**	**8.740.896**	**(518.102)**	**72.917**	**174.305.285**	**120.047.627**
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	(4.408.504)	10.424.275	7.539.941	5.258.627	(518.102)	72.917	174.302.811	120.047.316
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	(1.849.003)	4.545.542	5.039.751	3.482.269	-	-	2.474	311
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	**(6.257.507)**	**14.969.817**	**12.579.692**	**8.740.896**	**(518.102)**	**72.917**	**174.305.285**	**120.047.627**
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO								
Capital emitido	61.893.931	61.893.931	7.633.530	7.633.530	586.246	586.246	155.922.439	155.922.439
Ganacias (perdidas) acumuladas	39.080.158	29.107.486	19.170.820	10.113.413	(580.175)	(430.044)	146.488.536	192.635.795
Primas de emisión	-	-	-	-	47.860	47.860	25.322.326	25.322.326
Otras reservas	(49.247.227)	(34.866.050)	24.071.343	25.588.809	7.741.594	8.109.564	454.086.950	425.997.430
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	**51.726.862**	**56.135.367**	**50.875.693**	**43.335.752**	**7.795.525**	**8.313.626**	**781.820.251**	**799.877.990**
Participaciones no controladoras	21.885.533	23.734.536	30.199.755	25.160.004	-	-	5.817	3.343
Total Patrimonio Neto	**73.612.395**	**79.869.903**	**81.075.448**	**68.495.756**	**7.795.525**	**8.313.626**	**781.826.068**	**799.881.333**
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL								
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	6.257.638	39.117.103	34.077.573	26.593.425	(121.742)	(978.315)	351.848.797	254.539.610
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	7.923.549	(28.343.674)	(5.222.994)	(25.068.063)	(571.564)	-	(74.674.288)	(159.371.575)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(1.042.825)	(6.215.402)	(11.369.287)	(12.296.103)	702.067	1.441.078	(204.150.609)	(259.847.757)
Flujo Neto Positivo (Negativo) del Período	**13.138.362**	**4.558.027**	**17.485.292**	**(10.770.741)**	**8.761**	**462.763**	**73.023.900**	**(164.679.722)**
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	(3.169.149)	(2.357.006)	(921.976)	553.233	(6.994)	(439.546)	(1.924.162)	7.055.324
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	**7.337.496**	**5.136.475**	**14.644.094**	**24.861.602**	**33.891**	**10.674**	**66.939.947**	**224.564.345**
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	**17.306.709**	**7.337.496**	**31.207.410**	**14.644.094**	**35.658**	**33.891**	**138.039.685**	**66.939.947**

Enel Argentina		Generandes Perú		Chilectra Inversud	
2016	2015	2016	2015	2016	2015
102.611.826	73.348.681	198.576.626	120.047.318	3.625.439	4.215.661
358.180.334	385.562.798	732.464.532	808.405.916	186.750.307	163.079.963
460.792.160	**458.911.479**	**931.041.158**	**928.453.234**	**190.375.746**	**167.295.624**
140.747.157	173.663.475	141.392.940	126.541.946	238.860	156.485
149.634.991	115.955.350	208.928.077	229.436.392	-	-
170.410.012	**169.292.654**	**580.720.141**	**572.474.896**	**190.136.886**	**167.139.139**
78.069.230	68.612.435	307.076.666	302.811.598	190.136.886	167.139.139
92.340.782	100.680.219	273.643.475	269.663.298	-	-
460.792.160	**458.911.479**	**931.041.158**	**928.453.234**	**190.375.746**	**167.295.624**
60.579.254	87.358.681	395.676.079	379.922.553	-	-
59.275.908	53.040.254	896.581	2.530.157	-	-
119.855.162	**140.398.935**	**396.572.660**	**382.452.710**	**-**	**-**
(8.366.769)	(9.172.467)	(209.089.398)	(151.046.057)	-	-
111.488.393	**131.226.468**	**187.483.262**	**231.406.653**	**-**	**-**
9.166.597	3.587.125	-	431.498	-	-
(38.904.137)	(47.917.980)	(15.830.128)	(16.059.131)	-	-
(18.940.236)	(23.043.075)	(41.307.077)	(46.233.061)	-	-
-	-	-	(4.704.314)	-	-
(15.073.373)	(16.561.100)	(39.251.827)	(25.185.454)	(384.879)	(347.719)
47.737.244	**47.291.438**	**91.094.230**	**139.656.191**	**(384.879)**	**(347.719)**
(86.416)	(436.609)	19.189.716	38.100	-	-
18.021.373	55.319.484	1.151.612	598.124	162.656	375.037
(31.247.259)	(32.441.083)	(5.200.193)	(8.140.366)	(7.950)	(1.349)
1.044.177	1.708.547	5.606.160	3.772.832	(606.550)	3.321.643
23.757.425	94.312.363	(655.445)	(2.603.362)	424.890	(264.846)
				1	1.240
59.226.544	**165.754.140**	**111.186.080**	**133.321.519**	**(411.832)**	**3.084.006**
(15.973.902)	(56.407.124)	(56.118.962)	(38.266.710)	(87.137)	1.615
43.252.642	**109.347.016**	**55.067.118**	**95.054.809**	**(498.969)**	**3.085.621**
43.252.642	**109.347.016**	**55.067.118**	**7.847.394**	**(498.969)**	**3.085.621**
20.477.689	41.367.227	28.018.124	49.911.798	(498.969)	3.085.621
22.774.953	67.979.789	27.048.994	45.143.011	-	-
43.252.642	**109.347.016**	**55.067.118**	**95.054.809**	**(498.969)**	**3.085.621**
(54.219.732)	(50.970.093)	(12.887.173)	(9.131.696)	23.496.716	(47.091.377)
(10.967.090)	**58.376.923**	**42.179.945**	**85.923.113**	**22.997.747**	**(44.005.756)**
(5.828.426)	20.658.702	21.276.089	45.046.314	22.997.747	(44.005.756)
(5.138.664)	37.718.221	20.903.856	40.876.799	-	-
(10.967.090)	**58.376.923**	**42.179.945**	**85.923.113**	**22.997.747**	**(44.005.756)**
138.736.396	98.376.853	296.869.023	269.151.026	265.306.227	265.306.227
52.676.183	52.840.237	17.112.379	39.261.286	171.134.741	171.633.710
-	-	-	-	-	-
(113.343.349)	(82.604.655)	(6.904.736)	(5.600.714)	(246.304.082)	(269.800.798)
78.069.230	**68.612.435**	**307.076.666**	**302.811.598**	**190.136.886**	**167.139.139**
92.340.782	100.680.219	273.643.475	269.663.298	-	-
170.410.012	**169.292.654**	**580.720.141**	**572.474.896**	**190.136.886**	**167.139.139**
60.804.057	71.600.835	149.441.375	144.659.247	(388.026)	(1.625.054)
(32.600.377)	(50.344.096)	32.329.627	(32.455.858)	1.411.671	21.225.293
(11.877.090)	(18.352.756)	(71.926.391)	(141.981.410)	(7.950)	(19.601.349)
16.326.590	**2.903.983**	**109.844.611**	**(29.778.021)**	**1.015.695**	**(1.110)**
(4.740.136)	(3.442.340)	(2.116.477)	526.865	13.430	407
-	-	-	-	-	-
12.506.134	**13.044.491**	**19.140.932**	**48.392.088**	**236**	**939**
24.092.588	**12.506.134**	**126.869.066**	**19.140.932**	**1.029.361**	**236**

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE
Borja Acha Besga
TELÉFONO (56) 2 2263 4631

VICEPRESIDENTE
Jose Vargas Lleras
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Enrico Viale
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Livio Gallo
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Domingo Cruzat Amunaegui
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Patricio Gomez Sabiani
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

GERENTE GENERAL
Luca D'Agnese
TELÉFONO (56) 2 2263 9130

GERENTE DE COMUNICACIONES
José Miranda Montecinos
TELÉFONO (56) 2 2675 2746

GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Raffaele Cutrignelli
TELÉFONO (56) 2 2353 4647

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Francisco Javier Galán Allué
TELÉFONO (56) 2 22353 4510

GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Emanuele Brandolini
TELÉFONO (56) 2 2353 4510

ASESORÍA JURÍDICA Y GOBIERNO CORPORATIVO
Domingo Valdés Prieto
TELÉFONO (56) 2 2630 9227

GERENTE RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN
Alain Rosolino
TELÉFONO (56) 2 2675 4686

GERENTE DE APROVISIONAMIENTO
Antonio Barreda Toledo
TELÉFONO (56) 2 2353 4635

GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES
Francesco Giorgianni
TELÉFONO (56) 2 2353 4613

Relación con inversionistas y accionistas

GERENTE DE RELACIÓN CON INVERSIONISTAS
Rafael De La Haza Casarrubio
TELÉFONO (56) 2 2353 4682

CITIBANK NY
Teresa Loureiro-Stein
TELÉFONO (1-212) 816 6814

enelamericas.com