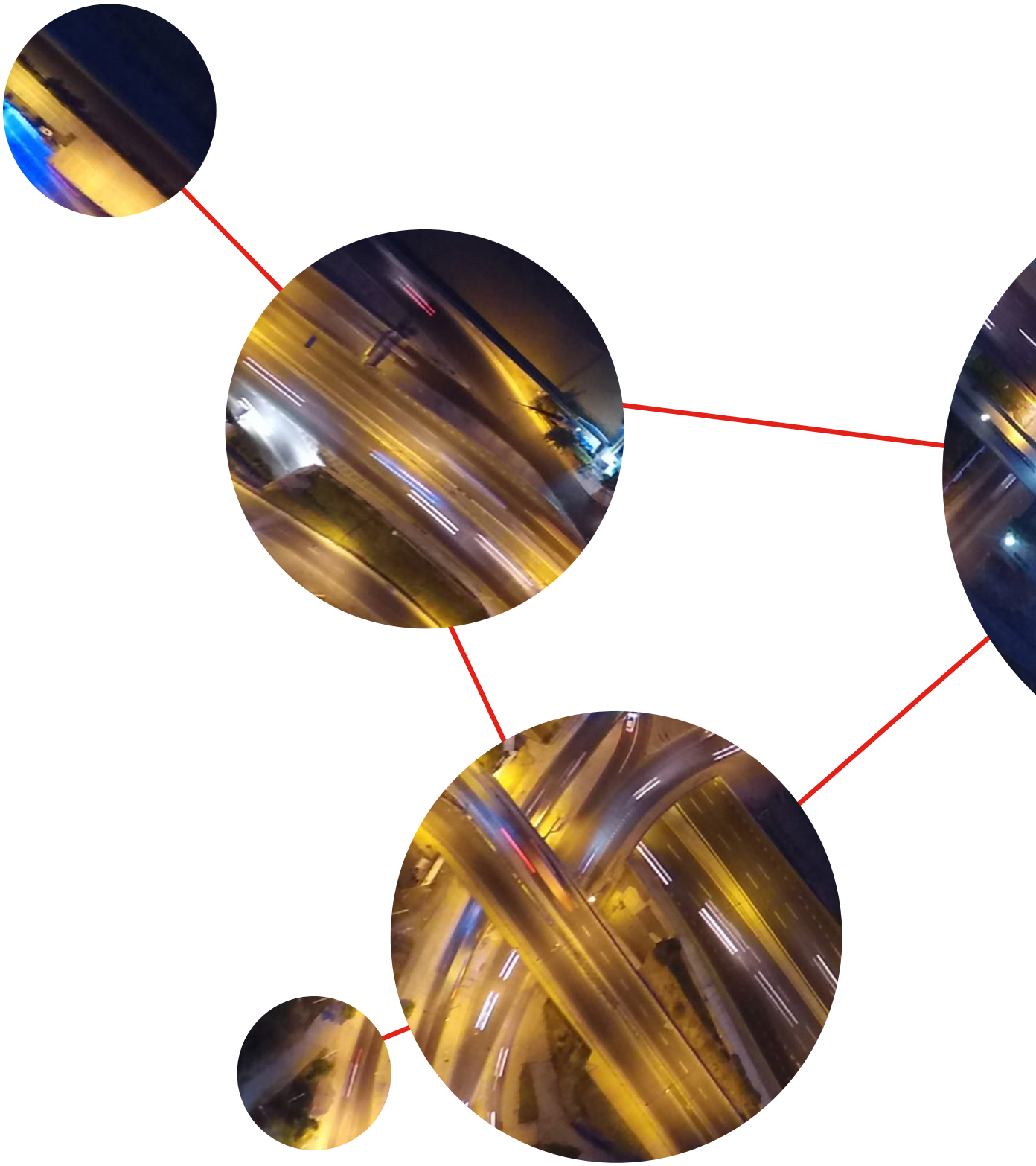
Memoria Anual
Enel Distribución Chile
2016

Enel Distribución Chile S.A. fue constituida por escritura pública el 28 de agosto de 1996. Su capital social es de M$230.137.980, representado por 1.150.742.161 acciones. Sus acciones cotizan en la Bolsa de Comercio de Santiago, la Bolsa Electrónica de Chile y la Bolsa de Valores de Valparaíso. La sociedad tiene por objeto explotar, en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase; suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas. Sus activos totales ascienden a M$1.074.325.845 al 31 de diciembre de 2016. El área de concesión de la Compañía asciende a 2.065,7 KM^2 e incluye 33 comunas en la Región Metropolitana, además de las zonas abarcadas por la Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda. En 2016 obtuvo una utilidad de M$141.499.466. El personal de la compañía al 31 de diciembre de 2016 registró una dotación consolidada de 688 trabajadores.

Memoria Anual
Enel Distribución Chile 2016

Índice

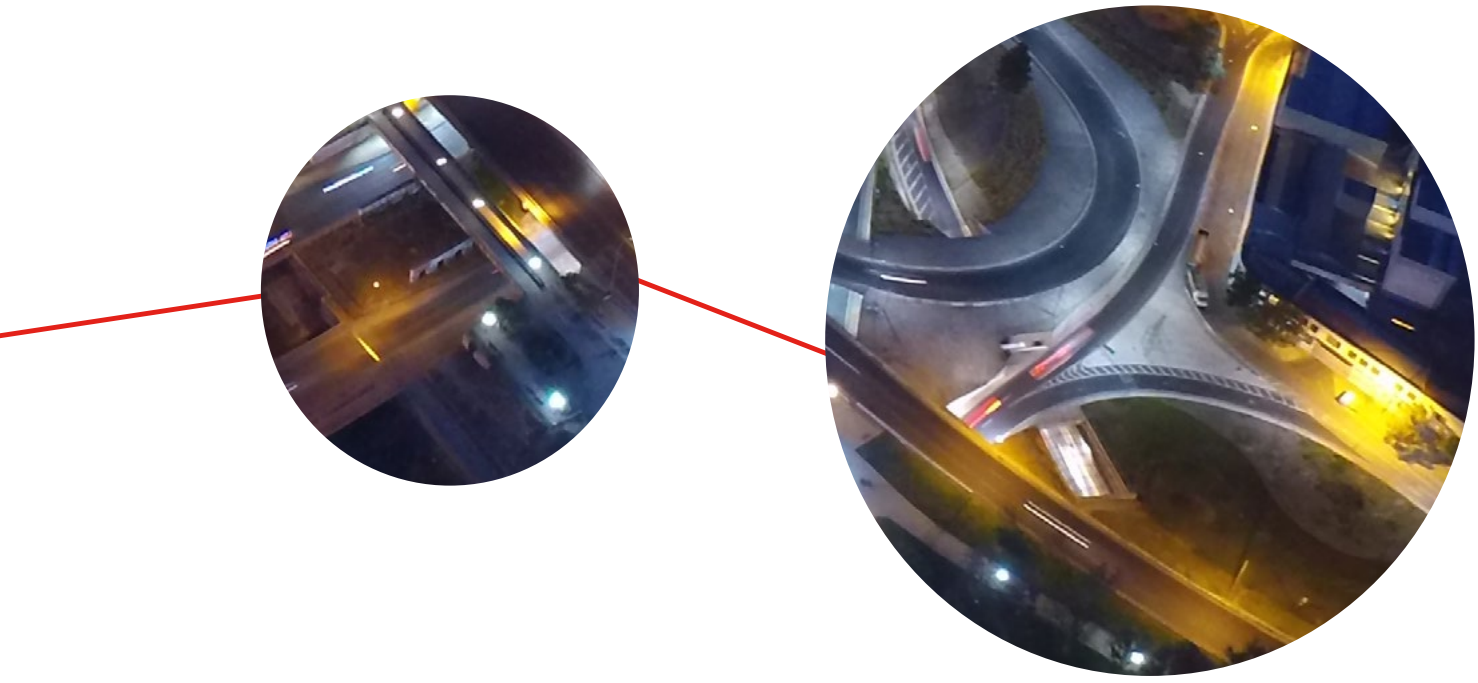
> Antecedentes Relevantes 4
> Carta del Presidente 8
> Open Power 16
> Identificación de la Sociedad 18
> Propiedad y Control 22
> Transacciones Bursátiles 28
> Directorio 32
> Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible 38
> Administración y Personal 44
> Actividades y Negocios de la Entidad 50
> Actividades Comerciales 74
> Compromiso con la Sociedad 88
> Actividades Operacionales 94
> Recursos Humanos 126
> Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico 136
> Factores de Riesgo 148
> Otras Empresas Filiales y Coligadas 152
> Utilidad Distribuible, Política de Dividendos, Política de Inversión y Financiamiento 156
> Declaración de Responsabilidad 160
> Estados Financieros 163



Antecedentes Relevantes

Al 31 de Diciembre 2016	2016	2015	Variación
Resultados Consolidados			
Ingresos de Explotación (en miles de pesos)	1.315.760.853	1.257.732.165	4,61%
Resultado de Explotación (en miles de pesos)	156.594.127	149.293.694	4,89%
Utilidad del Ejercicio (en miles de pesos)	141.499.466	188.750.733	-25,03%
Ventas de Energía (GWh)	15.924	15.893	0,20%
Pérdidas de Energía (%)	5,33	5,31	0,38%
Número de Clientes	1.825.519	1.780.780	2,51%
Número de Trabajadores	688	686	0,29%
Clientes / Trabajadores	2.653	2.596	2,21%
Activos Totales (en miles de pesos)	1.074.325.845	1.531.004.807	-29,83%
Deuda Financiera (en miles de pesos)	5.642.729	60.741.291	-90,71%
Razón Deuda Financiera / Patrimonio (veces)	0,01	0,05	-85,41%
Gastos Financieros (en miles de pesos)	6.488.659	1.426.792	354,77%
Cobertura de Gastos Financieros (veces)	33,65	159,19	-78,86%
Patrimonio (en miles de pesos)	708.357.503	1.112.657.590	-36,34%
Número de Acciones en Circulación	1.150.742.161	1.150.742.161	0,00%
Dividendos por Acción (pesos) (1)	14,25	163,82	-91,30%
Utilidad por Acción (pesos) (2)	122,96	164,03	-25,03%
Rentabilidad del Patrimonio (%) (3)	15,54%	16,16%	-3,83%

(1) Dividendos provisorios repartidos con cargo a la utilidad al 31-12-2016. Considera sólo acciones con derecho a voto.
(2) Considera sólo acciones con derecho a voto.
(3) Incluye la participación del resultado de asociadas.



Carta del Presidente

Estimados accionistas,

En nuestros casi 100 años de historia, hemos sido testigos de las grandes transformaciones de Santiago y su sociedad, para lo cual la energía que suministramos ha sido uno de los principales motores de desarrollo de la ciudad y del país, siendo protagonistas activos en la contribución al mejoramiento de la calidad de vida de millones de chilenos.

Ponemos a disposición de nuestros accionistas la Memoria Anual 2016 de Enel Distribución Chile, instancia en la que damos cuenta de los resultados del ejercicio, además de los principales acontecimientos, procesos, hitos y desarrollos que la empresa emprendió, así como también los más importantes desafíos que abordaremos en el futuro.

Enel Distribución, a través de su matriz Enel Chile, es parte del Grupo Enel, una de las utilities más importantes a nivel mundial, la que está presente en más de 30 países, generando, distribuyendo y comercializando energía a más de 60 millones de clientes, en base al respeto de las comunidades y al cuidado del medio ambiente.

Con orgullo podemos decir que Enel Distribución Chile es la principal distribuidora de energía eléctrica del país, que atiende a más de 1,8 millones de clientes en la Región Metropolitana, y que representa más del 40% de las ventas totales de energía a nivel nacional. La energía que distribuimos es sinónimo de desarrollo, bienestar y emprendimiento. Ello nos plantea el desafío permanente de entregar cada día una mejor calidad de servicio, tanto desde la perspectiva técnica como de los canales de atención a nuestros clientes.

El 2016 fue un año de mucha intensidad, que estuvo marcado por la finalización del proceso de simplificación societaria y por la implementación del proceso de cambio de marca, con lo cual Chilectra adoptó el nombre de Enel Distribución Chile.

Este cambio es parte de una nueva visión y estrategia, que significa abrir la energía a nuevos usos, a nuevas tecnologías, a más personas y a nuevos colaboradores, basado en la innovación tecnológica, ampliando la oferta a nuestros clientes, brindándoles soluciones creativas, eficientes, participativas y sustentables. Es lo que hemos denominado "Open Power".

Los resultados que les presentamos a continuación son fruto del compromiso y esfuerzo de nuestros trabajadores, técnicos y profesionales, así como también del personal de todas las empresas colaboradoras, los que día a día han dado lo mejor de sí para brindar el mejor de los servicios a cada uno de las familias, empresas y comercios de las 33 comunas que componen nuestra zona de concesión.

Excelencia Operacional

Durante 2016, la demanda eléctrica de Enel Distribución aumentó 0,9% respecto de 2015. Este incremento moderado se explica principalmente por el crecimiento de los clientes residenciales, los que aumentaron en 40.713, y también por una menor actividad económica en los segmentos comercial e industrial.

Las ventas de energía alcanzaron los 15.924 GWh en comparación con los 15.893 GWh registrados en 2015. La cifra equivale a un alza de 0,2%, que se explica principalmente por una compensación entre las mayores ventas a clientes residenciales y una disminución del consumo del segmento industrial.

Por otra parte, la potencia máxima operacional en 2016 se registró en el mes de julio, la que alcanzó 2.825 MW, experimentando una disminución de 0,2%, respecto al valor registrado en 2015, la que se ubicó en 2.830 MW.

En 2016 continuamos la implementación del Plan de Pérdidas de Energía, el que ha entregado positivos resultados, impactando favorablemente en los ingresos de la Compañía. De esta manera, gracias a la efectividad y puesta en práctica de un ambicioso plan de acción, las pérdidas de energía se mantuvieron en 5,31%, consolidando nuestra posición de liderazgo en América Latina como la empresa del Grupo que presenta el mejor indicador en este ámbito.

Nuestra operación se lleva a cabo bajo estrictas políticas de Seguridad Laboral, las que representan un valor fundamental y de primera relevancia, que asumimos como compromiso en la función de todos los trabajadores de la Compañía, sin excepción.

Por ello, en Enel reflexionamos y compartimos con todos nuestros trabajadores y personal colaborador las verdaderas implicancias de la política "Cero Accidentes", las que deben ser internalizadas por todos los miembros de la Compañía, y no solo por las áreas directamente involucradas.

Gianluca Caccialupi
Presidente

Enel Distribución obtuvo un beneficio neto de $141.499 millones, resultado que disminuyó en $47.252 millones, equivalente a una caída de 25% respecto de 2015. Esto debido a la menor contribución de los negocios internacionales, producto de la división de la Compañía a partir del 1 de marzo de 2016.

A pesar del moderado crecimiento en ventas de energía, las eficiencias operacionales y los negocios no regulados permitieron obtener un resultado operacional (Ebitda) que alcanzó los $192.135 millones, equivalente a un aumento de 3,8% en comparación a 2015.

Calidad de Servicio

Todo lo que hacemos tiene en consideración brindarle a cada uno de nuestros clientes un servicio de excelencia, a través de un suministro seguro, continuo y de calidad. Para ello, no hemos escatimado esfuerzos en seguir innovando y aplicando tecnologías de punta, tanto en el ámbito comercial, como en nuestras actividades operacionales.

La puesta en práctica del Plan Integral de Calidad Técnica, consistente en la inspección y mantención permanente de la red eléctrica y su infraestructura asociada, entregó sus dividendos en relación a la seguridad, continuidad y calidad de suministro. De este modo, y a pesar de las extremas condiciones atmosféricas que afectaron a las redes, particularmente en los planes de emergencia correspondientes a los meses de abril, julio y diciembre, los indicadores de continuidad experimentaron una importante disminución. Es así, como en 2016 los indicadores de Calidad de Servicio, tanto para Frecuencia (Saifi: cantidad de interrupciones promedio por cliente) como para Duración (Saidi: tiempo interrumpido total promedio por cliente) mejoraron un 9% y 8% respectivamente, alcanzando un Saifi equivalente a 1,34 veces y un Saidi correspondiente a 207 minutos.

El Plan de Inversión 2016 se materializó de acuerdo al cronograma anual, con el objeto de satisfacer la conexión de los nuevos clientes, y para avanzar en el proceso de modernización y flexibilización de nuestras redes. Durante el ejercicio anterior se concretaron inversiones por $81.133 millones.

Parte relevante de este resultado, tiene relación con el avance del proyecto de Telecontrol de la Red de Media Tensión, lo que no sólo posibilitó reducir los tiempos de interrupción de suministro, sino que también limitar las zonas eléctricas al momento de producirse alguna afectación en el sistema.

Este proyecto ha permitido alcanzar importantes logros en lo que respecta a la capacidad de las redes eléctricas, así como en la aplicación del Plan de Redes Inteligentes, el cual nos ha permitido integrar nuestra infraestructura con las nuevas tecnologías de la electrónica, informática y comunicaciones. Especial relevancia ha adquirido la compra y puesta en marcha del Sistema de Telecontrol de la Red de Media Tensión (STM), el cual nos permite operar en forma remota y conectada directamente con el Centro de Operación del Sistema (COS).

Durante 2016 se instalaron 500 equipos de Telecontrol en las distintas comunas del área de concesión de la Compañía, aumentando en 5 veces la capacidad técnica de instalación, en comparación a 2015, totalizando a la fecha más de 1.300 equipos operativos.

Medición Inteligente

Por otra parte, el avance en la digitalización de la red fue acompañada con la materialización del proyecto de Medición Inteligente, para lo cual durante 2016 se instalaron más de 55 mil equipos en más de 10 comunas de Santiago.

La medición inteligente es el comienzo de una nueva forma de interacción entre la empresa y sus clientes, y parte esencial de las redes inteligentes, automatizadas y telecontroladas. Esta iniciativa corresponde al proceso natural de modernización de la red eléctrica, hacia una red eléctrica cada vez más digitalizada.

Los nuevos medidores inteligentes permiten a los clientes acceder a sus lecturas de consumos en línea; identificar y gestionar eficientemente sus hábitos horarios de consumo; y tener acceso a servicios tales como la instalación de sistemas de autogeneración fotovoltaica disponiendo de paneles solares.

Contamos con el respaldo y experiencia de nuestra matriz Enel, que ya ha implementado esta tecnología en más de 40 millones de hogares en Europa, principalmente en Italia y España.

Movilidad Eléctrica

El 2016, en materia de movilidad eléctrica, hubo avances concretos para que esta tecnología pueda masificarse en el corto y mediano plazo, tanto desde la perspectiva del transporte público como privado.

Adicionalmente a los taxis eléctricos, que ya circulan por las calles de Santiago, se puso en marcha el primer recorrido de un bus eléctrico por el centro de la capital. Este bus se encuentra homologado por la autoridad de Transportes, y cuenta con estándar compatible para el Transantiago. De esta manera, la autoridad, la comunidad y los usuarios han podido utilizar y comprobar cómo este tipo de vehículos se podrían sumar al sistema de transporte público de la ciudad, cuyo proceso de licitación se desarrollará entre los años 2018-20, en la cual se renovarán más de 6.000 buses.

Pero para que la movilidad eléctrica puedan ser una realidad en Santiago, se requiere de la infraestructura eléctrica necesaria para proveer de energía a estos vehículos, la que opera en formatos rápidos o lentos, tanto públicos como privados. Para ello, Enel Distribución continúa aumentando la primera red de "electrolineras" interconectadas de Santiago, consistente en diferentes puntos de cargas ubicados en distintas comunas de la Región Metropolitana.

La movilidad eléctrica es un real aporte a la eficiencia energética y a la descontaminación de la ciudad, ya que ésta no emite partículas ni gases contaminantes, contribuyendo también al cuidado del medio ambiente.

Nuevas plataformas de servicio

Un verdadero cambio han vivido millones de clientes de Enel Distribución en los últimos años, gracias a los avances tecnológicos y a la capacidad de innovación de los trabajadores de la Compañía al servicio de las personas.

Entregar valor agregado en la atención de los clientes, se ha convertido en una ambición permanente. Escuchar y dar respuesta oportuna a sus inquietudes son aspectos cruciales de nuestra labor diaria.

Así, durante 2016, nuestro sitio web incrementó sus visitas en un 39%, contando con más de 518.000 clientes registrados para utilizar nuestros servicios on line a través de esta plataforma. Junto con ello, el canal de atención vía twitter @EnelClientesCL aumentó en 252.000 seguidores durante 2016, llegando a casi 500.000 seguidores al cierre del ejercicio, entregando día a día una respuesta oportuna a las contingencias de suministro y a la atención comercial.

Eficiencia Energética al servicio de las personas

La Compañía ha hecho propio el modelo de venta de Valor Compartido, que permite entregar una oferta de productos y servicios, que no solo satisface una necesidad comercial, sino que también otorga un beneficio social y medioambiental a la comunidad.

Hoy nuestro quehacer no solo se concentra en las 33 comunas que atendemos en la Región Metropolitana. Dentro de los negocios no regulados, actualmente contamos con una amplia y atractiva oferta de productos y servicios fuera de nuestra zona de concesión, a través de la venta de energía a clientes libres y la adjudicación de proyectos de eficiencia energética en distintas regiones del país, tales como sistemas fotovoltaicos y de calentamiento de agua para hospitales en Concepción, Castro y Parral. Por otra parte, también nos adjudicamos importantes proyectos de iluminación pública en San Pedro de La Paz, Talagante, San Bernardo y Rancagua, entre otros.

En Chile hasta el 56% de la energía que consume un hogar puede ser empleada en calefacción, pasando a ser un ítem relevante para la familia, desde el punto de vista de salud y de su presupuesto. Con la prohibición de los sistemas de calefacción a leña, actualmente el mercado ofrece una serie de alternativas, a partir de diferentes fuentes de energía, destacando la electricidad como el único energético que no produce contaminación intradomiciliaria, transformándose en un real aporte para el Plan de Descontaminación de Santiago.

Hoy, los hogares a nivel nacional prefieren y adquieren equipos de climatización, que entregan calor en invierno y frío en verano. Estos equipos logran altos rendimientos en relación a la energía que necesitan para climatizar, además permiten un mejor control de temperatura a través de termostatos, lo que genera una mayor eficiencia en el uso de la energía.

A su vez, 2016 fue el año en que la generación distribuida finalmente despegó…, convirtiéndonos en el principal actor en el desarrollo y venta de proyectos fotovoltaicos en el segmento residencial. Actualmente, toda vivienda, empresa o comercio, que cumpla con los requisitos y condiciones establecidas en la Reglamentación, puede conectar un sistema de autogeneración a la red de distribución.

Relación con la Comunidad

Somos una empresa ciudadana que se relaciona de manera integral y proactiva con las comunidades de las cuales formamos parte. Nuestro vínculo con el cliente no se limita únicamente a la prestación del servicio de suministro eléctrico, sino que va más allá.

Si bien el desarrollo de nuestros negocios es el pilar fundamental de nuestro quehacer diario, el ejecutarlos en forma responsable, protegiendo el medio ambiente y relacionándonos con las comunidades es un objetivo principal.

"Enel en tu Barrio" es el programa de Relaciones Comunitarias de la Compañía que tiene como fin, a partir de la ejecución de un conjunto de iniciativas de vinculación

y diálogo, establecer una relación directa e integral con sus clientes y consumidores, de manera de transparentar la información relativa al servicio eléctrico, al entendimiento de la cuenta de energía, a sensibilizar respecto del rol de los consumidores, así como atender de manera eficiente y oportuna sus necesidades como vecinos y ciudadanos. El 2016 se realizaron actividades comunitarias que impactaron a 125.184 personas correspondientes a distintas comunas de la Región Metropolitana.

En el ámbito de la prevención, la seguridad, el consumo responsable y el buen uso de la energía eléctrica, son temáticas abordadas por las tradicionales campañas "Volantín Seguro" y "Navidad Segura", las cuales han permitido disminuir y evitar cientos de miles accidentes, producto de la entrega oportuna de recomendaciones y consejos, principalmente en la comunidad escolar, quienes han tomado conciencia sobre los riesgos asociados a la práctica del volantín en lugares no habilitados, así como también de la manipulación indebida de la decoración navideña.

En lo que se refiere a la contribución del mejoramiento de la calidad de vida de las personas, hemos avanzado en el desarrollo de la tradicional Copa Enel (ex Copa Chilectra), la que cumplió 15 años juntos a los niños de Chile, dando un paso más en la ratificación como el torneo de baby fútbol infantil más importante del país. En 2016, los campeones de certamen ganaron el derecho de viajar a Italia a jugar contra el Inter de Milán, encuentro que terminó empatado a 3 goles.

Hoy, cientos de niños y niñas que han participado del campeonato han sido seleccionados chilenos, medallistas olímpicos, jugadores profesionales, y un centenar de ellos juegan en las divisiones inferiores de los distintos clubes del fútbol chileno.

Quisiera cerrar estas líneas agradeciendo a cada una de las personas que trabajan en la Compañía. Son ellas las que hacen posible que Enel Distribución ocupe hoy un sitial de privilegio; y son ellas también las que encarnan los valores que nos permiten mirar con confianza y optimismo los desafíos del futuro.

Gianluca Caccialupi
Presidente
Enel Distribución Chile

enel

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

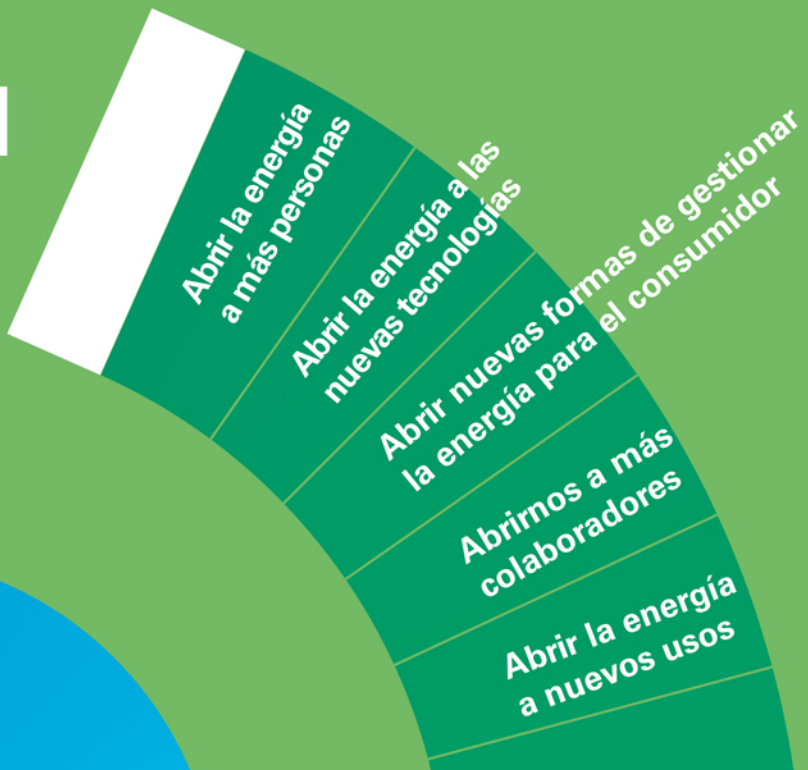
ENEL DISTRIBUCIÓN ES
OPEN POWER

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 Distribución Chile asume la responsabilidad de liderar los cambios en el sector energético para lograr un mundo nuevo, innovador, limpio y digital.

Este cambio de filosofía se llama Open Power y exige, a Enel Distribución Chile a estar abierta. 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.

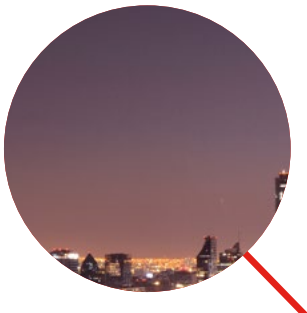
VALORES

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.



Identificación de la Sociedad

Razón Social	Enel Distribución Chile S.A.
Domicilio	Santiago, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero.
Tipo de Entidad	Sociedad Anónima Abierta.
RUT	96.800.570-7
Dirección	Santa Rosa N° 76, Piso 8, Santiago, Chile.
Teléfono	(56-2) 2675 20 00
Fax N°	(56-2) 2675 29 99
Casilla	1557, Santiago.
Inscripción Registro de Valores	N° 931
Sitio Web	www.eneldistribucion.cl
E-mail	comunicacion.eneldistribucionchile@enel.com
Auditores Externos	RSM Chile Auditores Ltda.
Nemotécnico Bursátil en Chile	ENELDXCH

Personas encargadas de responder consultas de los inversionistas	
Nombre	Susana Rey
E-mail	susana.rey@enel.com
Teléfono	(56 2) 23534682

Documentos Constitutivos

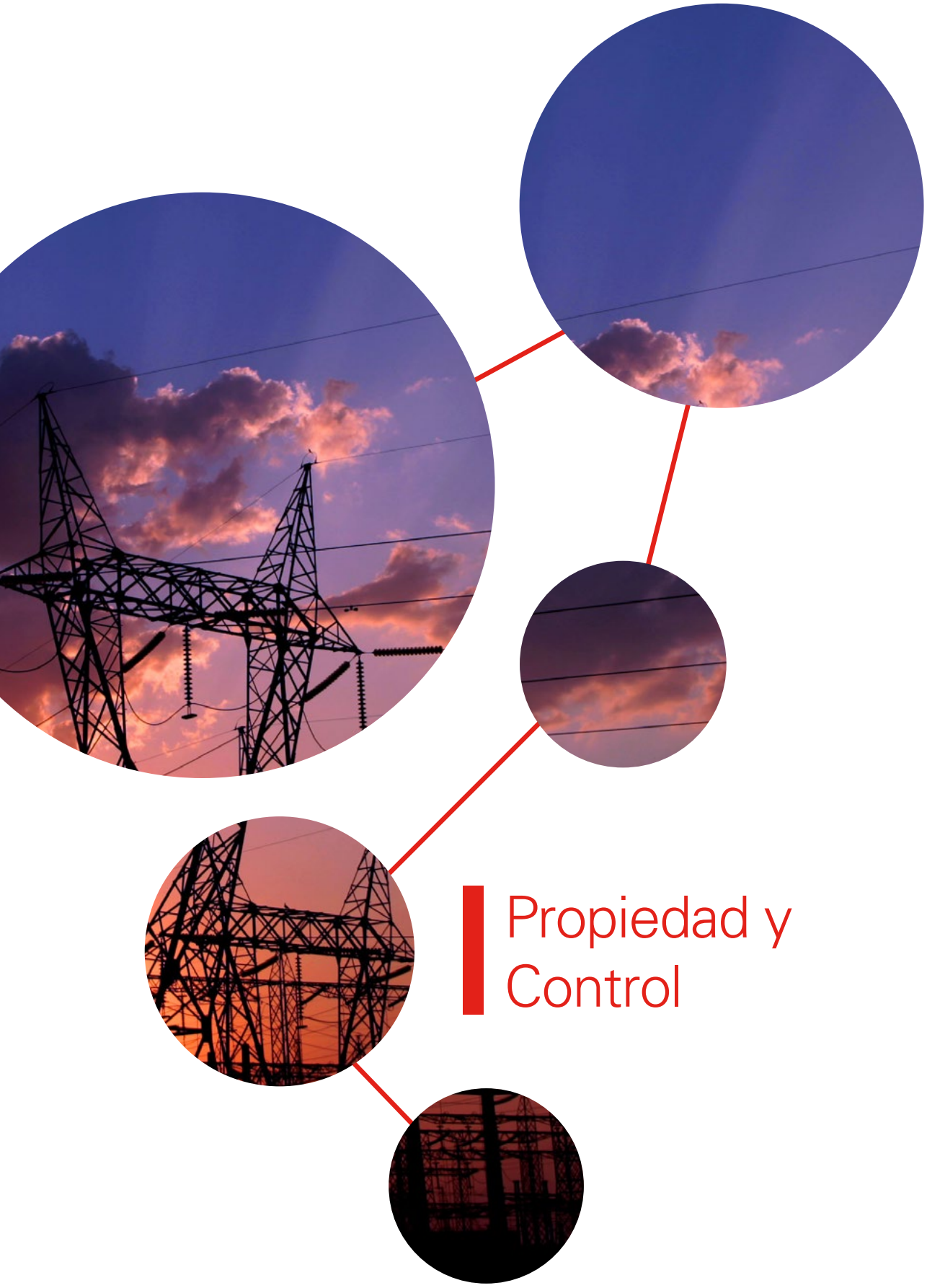
La sociedad fue constituida por escritura pública el 28 de agosto de 1996, otorgada en la Notaría de Santiago de don Raúl Undurraga Laso, cuyo extracto se inscribió en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 22.343, N° 17.410 de 1996, y se publicó en el Diario Oficial el 5 de septiembre del mismo año.

Con fecha 18 de diciembre de 2015 se llevó a cabo una Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra S.A. Como consecuencia de la misma, se aprobó la división de la Compañía, manteniendo Chilectra S.A. los activos y bienes nacionales. Además, en virtud de la referida división de Chilectra, se acordó crear y constituir a partir de ésta una nueva sociedad anónima abierta denominada Chilectra Américas S.A., a la que se asignaron la totalidad de activos y pasivos asociados a los negocios que Chilectra tenía fuera de Chile. En la referida Junta se acordó que la división de Chilectra, y la consecuente constitución de la nueva sociedad, quedaran sujetas a la condición suspensiva consistente en que se apruebe, en las correspondientes juntas extraordinarias de accionistas, la división de cada una de las sociedades Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile) y Enersis S.A. (actualmente Enel Chile). Para efectos del cumplimiento de dicha condición suspensiva, las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Enersis (Enel Chile) y Endesa Chile (Enel Generación Chile) debían quedar debidamente reducidas a escritura pública, y sus respectivos extractos ser inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley. Lo anterior, es sin perjuicio del cumplimiento oportuno de las formalidades de las inscripciones en el registro de comercio y las publicaciones en el Diario Oficial del extracto de la reducción a escritura pública del acta de la Junta. Asimismo, la Junta aprobó que la división tendría efecto a partir del primer día del mes siguiente a aquel en que se otorgare una escritura pública denominada "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Chilectra", la cual daría cuenta del cumplimiento de la condición suspensiva antes indicada.

Mediante escritura pública de fecha 29 de enero de 2016, otorgada en la Notaría de Santiago de don Víctor Olguín Peña, se otorgó la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Chilectra" referida en el párrafo precedente. Finalmente, la división de Chilectra surtió sus efectos el 1 de marzo de 2016, constituyéndose en dicha fecha la nueva sociedad, para todos los efectos legales.

En una Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 4 de octubre de 2016, se acordó sustituir el artículo primero de los estatutos sociales por el siguiente:

"Artículo Primero: Se establece una sociedad anónima sujeta a las reglas de las sociedades anónimas abiertas, que se denominará "Enel Distribución Chile S.A.", y se regirá por los presentes Estatutos y, en el silencio de estos, por las normas legales y reglamentarias que se aplican a este tipo de sociedades. Su domicilio estará en la ciudad de Santiago, pudiendo establecer agencias y sucursales en otros puntos del país o en el extranjero."



Propiedad y Control

Estructura de la Propiedad

Enel Distribución Chile S.A. tiene 4.921 accionistas con derecho a voto, que poseen un total de 1.150.742.161 acciones al 31 de diciembre de 2016. Al cierre del último ejercicio, la estructura de la propiedad de Enel Distribución Chile S.A., fue la siguiente:

Nombre o Razón Social	Tipo	Acciones	Participación %
Enel Chile S.A.	Casa Matriz	1.140.277.555	99,09%
Negocios y Valores S.A. C. de B.	Corredor de Bolsa	741.566	0,06%
Banchile C. de B. S.A.	Corredor de Bolsa	549.108	0,05%
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	Corredor de Bolsa	466.277	0,04%
Inversiones Guallatiri Limitada	Persona Jurídica	328.977	0,03%
Santander Corredores de Bolsa Limitada	Corredor de Bolsa	174.210	0,02%
Inversiones Tacora Limitada	Persona Jurídica	168.370	0,01%
Briceño Díaz, Gilda del Carmen	Persona Natural	122.899	0,01%
Valores Security S.A. C. de B.	Corredor de Bolsa	114.094	0,01%
Monteverde Biggio, Juan	Persona Natural	100.610	0,01%
Abusleme Manzur, María	Persona Natural	97.040	0,01%
Constructora Cosal S.A.	Persona Jurídica	93.138	0,01%
Subtotal 12 Accionistas		**1.143.233.844**	**99,3475%**
Otros: 4.854 accionistas		**7.508.317**	**0,6525%**
Total: 4.886 accionistas		**1.150.742.161**	**100,0000%**

Identificación del Controlador

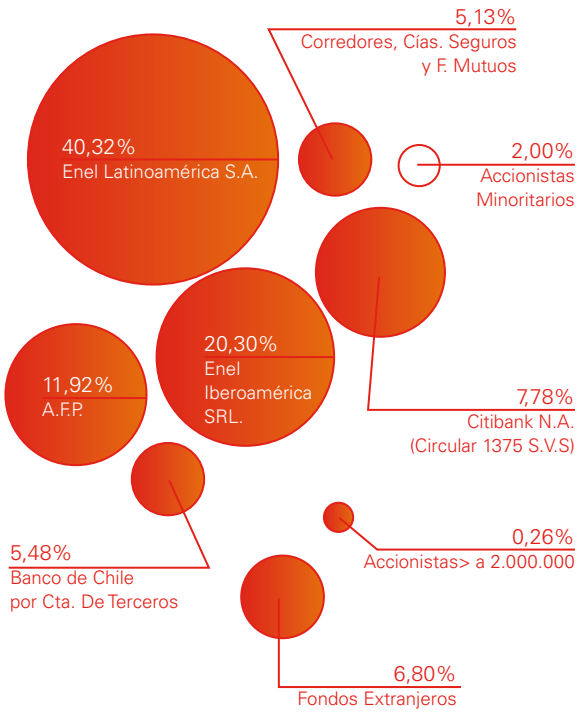
De acuerdo a lo definido en el título XV de la Ley N° 18.045, el controlador de la Compañía Enel Chile S.A., posee al 31 de diciembre de 2016, el 99,09% de Enel Distribución Chile S.A. en forma directa e indirecta. Se deja constancia que los miembros del controlador no tienen un acuerdo de actuación conjunta.

Propiedad de Enel Chile S.A. sobre Enel Distribución Chile S.A.

	N° de acciones	% de Participación sobre total acciones de Enel Distribución Chile S.A.
Enel Chile S.A. (Directo)	1.140.277.555	99,0906%
GasAtacama Chile S.A. (Indirecto)	1.851	0,0002%
Total Directo + Indirecto	**1.140.279.406**	**99,0908%**

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Chile S.A. tiene 6.851 accionistas que poseen 49.092.772.762 de acciones, las que se distribuyen de la siguiente manera:

Accionistas Enel Chile S.A



Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad

Nombre o Razón Social	Acciones al 31/12/2015	Acciones al 31/12/2016	Variación
Banchile C. de B. S.A.	535.983	549.108	13.125
Negocios y Valores S.A. C. de B.	670.199	741.566	71.367
Larraín Vial S.A. Corredora de Bolsa	485.028	466.277	-18.751
CHG Acciones Chile Fondo de Inversión	87.801	80.232	-7.569
Valores Security S.A. C. de B.	94.694	114.094	19.400
Santander S.A. C. de B.	185.534	174.210	-11.324
Credicorp Capital S.A. C. de B.	69.067	73.582	4.515
BCI de C. de B. S.A.	96.588	89.795	-6.793
Velásquez Salazar Fay	-	45.291	45.291

Comentarios y Proposiciones de Accionistas

Durante 2016 Enel Distribución Chile S.A. no recibió de parte de los accionistas mayoritarios, o de un grupo de accionistas que sumen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, comentarios respecto a la marcha de los negocios realizados durante 2016, de acuerdo con las disposiciones que establece el artículo 74 de la Ley N° 18.046 y el artículo 124 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades Anónimas.

Transacciones Bursátiles

Bolsa de Comercio de Santiago, Bolsa Electrónica de Chile y Bolsa de Valores de Valparaíso

Las transacciones realizadas en las Bolsas donde se transa la acción de Enel Distribución Chile S.A. se detallan a continuación:

BOLSA DE COMERCIO DE SANTIAGO

	Unidades	Monto ($)	Precio Promedio
1er Trimestre 2014	140.483	213.510.972	1.519,82
2do Trimestre 2014	147.246	237.844.307	1.615,23
3er Trimestre 2014	83.280	122.400.641	1.469,75
4to Trimestre 2014	79.744	116.013.104	1.454,25
1er Trimestre 2015	115.624	184.551.094	1.612,68
2do Trimestre 2015	90.925	181.860.603	2.000,35
3er Trimestre 2015	76.914	148.938.559	1.934,31
4to Trimestre 2015	58.192	114.024.072	1.960,47
1er Trimestre 2016	95.772	189.017.512	1.926,66
2do Trimestre 2016	67.977	87.771.479	1.221,09
3er Trimestre 2016	62.091	84.460.223	1.363,54
4to Trimestre 2016	25.860	34.533.454	1.300,72

Durante 2016, se transaron 251.700 acciones, lo que equivale a $395.782.668. Los titulos de Compañía evidenciaron una baja, debido a la reestructuración societaria. El precio de la acción de Enel Distribución Chile S.A. cerró el último día bursátil de 2016 en $1.199,8, donde el comportamiento de la misma, comparado con el indicador IPSA, se presenta en el siguiente gráfico:

BOLSA ELECTRÓNICA DE CHILE

	Unidades	Monto($)	Precio Promedio
1er Trimestre 2014	471	730.050	1.550,00
2do Trimestre 2014	200	322.580	1.612,90
3er Trimestre 2014	934	1.397.060	1.495,78
4to Trimestre 2014	189	277.830	1.470,00
1er Trimestre 2015	No registra movimientos		
2do Trimestre 2015	No registra movimientos		
3er Trimestre 2015	No registra movimientos		
4to Trimestre 2015	2.500	4.972.500	1.989,00
1er Trimestre 2016	3.610	6.822.900	1.890,00
2do Trimestre 2016	1.554	1.884.800	1.200,00
3er Trimestre 2016	No registra movimientos		
4to Trimestre 2016	No registra movimientos		

Durante 2016, se transaron 5.164 acciones en la Bolsa Electrónica de Chile equivalente a $8.707.700.

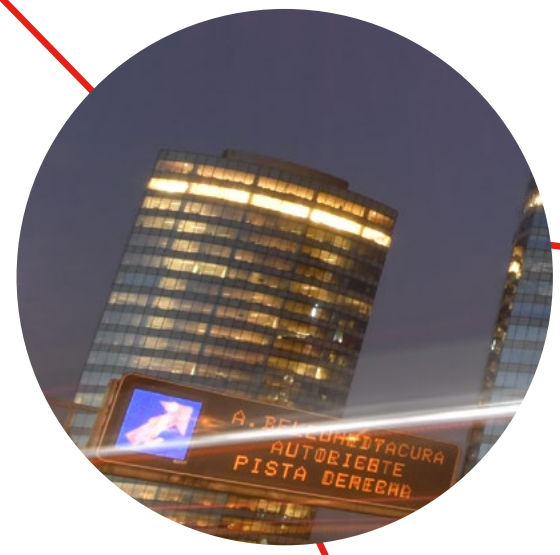
BOLSA DE VALORES DE VALPARAÍSO

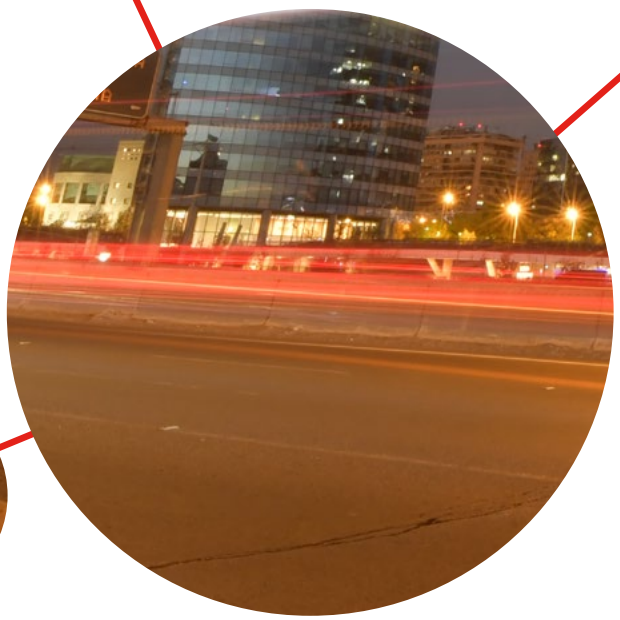
	Unidades	Monto($)	Precio Promedio
1er Trimestre 2014	No registra movimientos		
2do Trimestre 2014	No registra movimientos		
3er Trimestre 2014	No registra movimientos		
4to Trimestre 2014	No registra movimientos		
1er Trimestre 2015	No registra movimientos		
2do Trimestre 2015	1.927	3.854.000	2.000,00
3er Trimestre 2015	No registra movimientos		
4to Trimestre 2015	No registra movimientos		
1er Trimestre 2016	No registra movimientos		
2do Trimestre 2016	No registra movimientos		
3er Trimestre 2016	No registra movimientos		
4to Trimestre 2016	9.121	6.841.662	750,09

Durante 2016, se transaron 9.121 acciones en la Bolsa de Valores de Valparaíso, equivalente a $6.841.662.

Transacción de Acciones por Personas Relacionadas con Enel Distribución Chile

De acuerdo a lo dispuesto por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS), en la Norma de Carácter General N° 269, se informa que durante 2016 no se efectuaron transacciones de personas naturales y jurídicas relacionadas con Enel Distribución Chile S.A.


AUTOBIEBTE
PISTA DERECHA



Directorio

Directorio

1. PRESIDENTE
Gianluca Caccialupi
Ingeniero Eléctrico
Universidad de Bolonia
Rut: 24.248.178-K

2. VICEPRESIDENTE
Francesca Romana Napolitano
Abogada
Università degli Studi di Roma "La Sapienza"
Pasaporte: AA3475058

3. DIRECTOR
Hernán Felipe Errázuriz Correa
Abogado
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 4.686.927-3

4. DIRECTORA
Iris Boeninger von Kretschmann
Economista
Universidad Argentina de la Empresa
Rut: 6.342.175-8

5. DIRECTORA
Mónica Hodor
Ingeniero Aeroespacial, Aerodinámica y Estructuras
Master en Finanzas y Banca
Instituto Politécnico de Bucarest
Pasaporte: 053111429

Directorio

Enel Distribución Chile es administrada por un Directorio compuesto por cinco miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. En la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 27 de abril de 2016 se nombraron Directores de la Sociedad a los señores: Gianluca Caccialupi, Francesca Romana Napolitano, Mónica Hodor, Hernán Felipe Errázuriz Correa e Iris Boeninger von Kretschmann.

No se contempla la existencia de miembros suplentes del Directorio.

No. Documentos	Nombres completos	Apellidos completos	Cargo	Empresa	Profesión
24.248.178-K	Gianluca	Caccialupi	Presidente	Enel Distribución Chile S.A.	Ingeniero Eléctrico
AA3475058	Francesca	Romana Napolitano	Vicepresidente	Enel Distribución Chile S.A.	Abogado
4.686.927-3	Hernán Felipe	Errázuriz Correa	Director	Enel Distribución Chile S.A.	Abogado
6.342.175-8	Iris	Boeninger von Kretschmann	Directora	Enel Distribución Chile S.A.	Economista
035111429	Mónica	Hodor	Directora	Enel Distribución Chile S.A.	Ingeniero Aeroespacial

Remuneraciones del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas y la Norma de Carácter General No. 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) modificada por la Norma de Carácter General No. 346, la Junta Ordinaria de Accionistas de Chilectra S.A., celebrada el 27 de abril de 2016, acordó la remuneración del Directorio para 2016.

En dicha junta, se definió pagar a cada director 101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual y 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. La remuneración del Presidente será el doble de la que corresponde a un Director, mientras que la remuneración del vicepresidente será un 50% más de la que corresponde a un Director.

El total de gastos por concepto de remuneraciones durante 2016 fue de $121.305.892 y se detalla en la siguiente tabla.

El Directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas. La Compañía no considera planes de incentivos para su Directorio.

		Concepto de Pago	2016	2015
Gianluca Caccialupi	Presidente	Retribución Fija	-	-
		Asistencia Directorio	-	-
Francesca Romana Napolitano	Vicepresidenta	Retribución Fija	-	-
		Asistencia Directorio	-	-
Mónica Hodor	Directora	Retribución Fija	-	-
		Asistencia Directorio	-	-
Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	Retribución Fija	$26.320.689	$30.364.690
		Asistencia Directorio	$34.332.257	$38.144.533
Iris Boeninger von Kretschman	Directora	Retribución Fija	$26.320.689	$20.418.837
		Asistencia Directorio	$34.332.257	$31.645.293
		Total	**$121.305.892**	**$120.573.353**

Responsabilidad Social y Desarrollo Sostenible

En Enel Distribución Chile y en todas las empresas del Grupo Enel se ha integrado la sostenibilidad en la cultura empresarial; empujando valores, integrando procesos, definiendo proyectos y planes de largo plazo, de acuerdo a las prioridades de los clientes, los asuntos sociales más emergentes y las líneas de desempeño de la Compañía.

Enel Distribución Chile enfoca su Plan de Sostenibilidad en la visión "Open Power". Esto se enmarca en el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, con el fin de generar valor compartido y en el cumplimiento de su Política de Derecho Humanos.

Visión "Open Power"

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

Objetivos de Desarrollo Sostenible

En 2015, Naciones Unidas adoptó definitivamente los nuevos Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS). A través de ellos, el organismo invita a las empresas a utilizar la creatividad y la innovación para abordar los retos del desarrollo sostenible, como la pobreza, igualdad de género, agua y energía limpias y cambio climático. En esa ocasión, Enel anunció la intención del Grupo de contribuir a alcanzar 4 de los 17 objetivos. En particular, Enel y sus empresas en el mundo se han enfocado en los siguientes objetivos:

Educación de calidad

Apoyar actividades de educación para 400.000 personas hacia 2020, a través de proyectos similares a los ya iniciados, tales como programas de becas en América Latina.

Energía Asequible

Comprometerse con la promoción de la energía asequible, sostenible y moderna, a través de la iniciativa ENabling ELectricity, que beneficiará a tres millones de personas, principalmente en África, Asia y América Latina.

Trabajo decente y crecimiento económico

Promover el empleo y un crecimiento económico sostenido, inclusivo y sostenible para 500.000 personas.

Acción por el clima

Adoptar iniciativas para combatir el cambio climático, con el objetivo de alcanzar la neutralidad del carbono en 2050.

Valor compartido como estrategia de largo plazo

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

Política de Derechos Humanos

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

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

Plan de Sostenibilidad

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

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

Política de Sostenibilidad y Relacionamiento Comunitario

En 2016 fue aprobada la Política de Sostenibilidad y Relacionamiento Comunitario de Enel Distribución Chile, de manera de formalizar los lineamientos de la Compañía respecto del impacto que sus actividades de negocio pueden tener sobre el medioambiente, las condiciones de vida, el desarrollo económico, social y el bienestar general de la sociedad, así como de la importancia de generar buena voluntad social en los mercados donde opera.

Con este fin, la empresa se compromete con la promoción del desarrollo social de las comunidades en las localidades donde opera a través de la creación de valor compartido, protegiendo el medioambiente y garantizando un mundo mejor para las futuras generaciones.

El objetivo de la Política de Sostenibilidad es declarar y hacer propios un conjunto de principios y directrices que aseguren una contribución real y eficaz en la gestión social, comunitaria, ambiental y económica, identificando y reconociendo los diversos perfiles culturales que existen en las comunidades. Con ello, se determinan los puntos de encuentro y las disrupciones de su presencia, con el fin de construir mediante un proceso de diálogo una visión compartida, o al menos visiones compatibles, sobre el desarrollo del territorio en donde esté o quiera estar presente.

Diversidad en el Directorio

Número de personas por género

Femenino	3
Masculino	2
Total general	**5**

Número de personas por nacionalidad

Chilena	2
Italiana	2
Rumana	1
Total general	**5**

Número de personas por rango de edad

Entre 41 y 50 años	2
Entre 51 y 60 años	1
Entre 61 y 70 años	1
Mayor a 70 años	1
Total general	**5**

Número de personas por antigüedad

Menos de 3 años	4
Entre 3 y 6 años	0
Entre 9 y 12 años	0
Más de 12 años	1
Total general	**5**

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

Número de personas por género

Femenino	0
Masculino	7
Total general	**7**

Número de personas por nacionalidad

Chilena	6
Italiana	1
Total general	**7**

Número de personas por rango de edad

Entre 30 y 40 años	1
Entre 41 y 50 años	6
Total general	**7**

Número de personas por antigüedad

Menos de 3 años	1
Entre 9 y 12 años	2
Más de 12 años	4
Total general	**7**

Diversidad en la Organización

Número de personas por género

	Enel Distribución Chile	Colina	Luz Andes
Femenino	126	2	1
Masculino	540	11	1
Total general	**666**	**13**	**2**

Número de personas por nacionalidad

	Enel Distribución Chile	Colina	Luz Andes
Argentina	1		
Brasileña	2		
Chilena	653	12	2
Colombiana	4		
Cubana	1		
Española	2		
Italiana	1		
Peruana	2		
Venezolana		1	
Total general	**666**	**13**	**2**

Número de personas por rango de edad

	Enel Distribución Chile	Colina	Luz Andes
Menor a 30 años	35	3	
Entre 30 y 40 años	201	4	
Entre 41 y 50 años	168	3	
Entre 51 y 60 años	195	2	2
Entre 61 y 70 años	67	1	
Total general	**666**	**13**	**2**

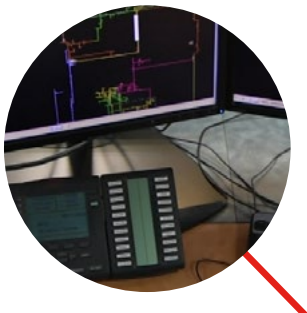
Número de personas por antigüedad

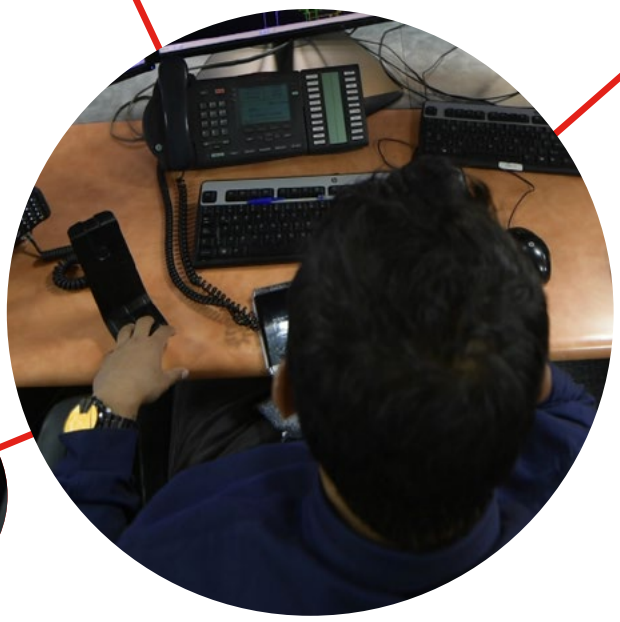
	Enel Distribución Chile	Colina	Luz Andes
Menos de 3 años	55	3	
Entre 3 y 6 años	97	2	
Entre 6 y 9 años	53	3	
Entre 9 y 12 años	70	1	
Más de 12 años	391	4	2
Total general	**666**	**13**	**2**

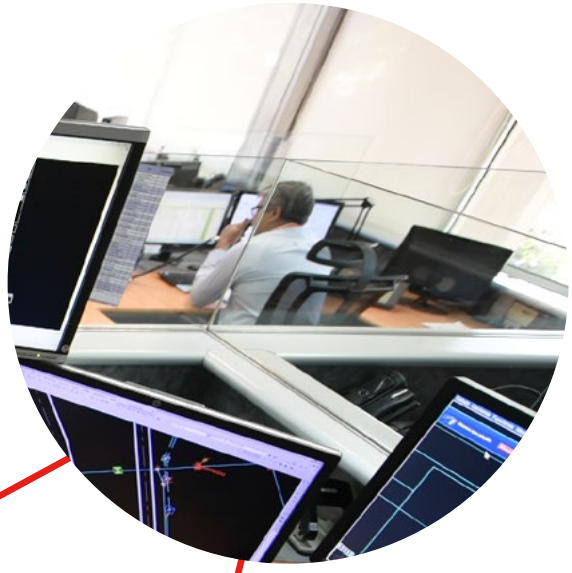
Brecha Salarial por Género

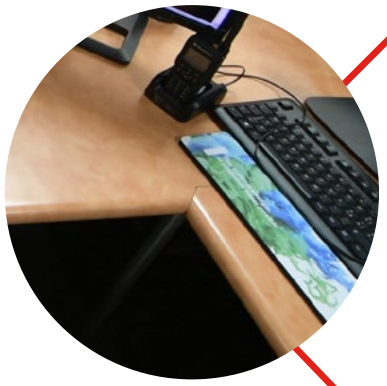
Contenidos		Chile
Directivos	%	0,00*
Mandos intermedios	%	93,8
Administrativos y personal de oficina	%	89,2
Media	**%**	**91,5**

* Este criterio no aplica ya que no hay mujeres en este rango.









Administración y Personal

Principales Ejecutivos

1. GERENTE GENERAL
Andreas Gebhardt Strobel
Ingeniero Civil Hidráulico
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 7.033.726-6
A partir del 27.10.2014

2. GERENTE DE REGULACIÓN
Daniel Gómez Sagner
Ingeniero Civil Electricista
Universidad de Chile
Rut: 15.287.886-9
A partir del 01.11.2013

3. GERENTE DE COMUNICACIÓN
Andrés González Cerrutti
Periodista y Licenciado en Comunicación Social
Universidad Finis Terrae
Rut: 9.906.072-7
A partir del 27.05.2015

4. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Francisco Miqueles Ruz
Ingeniero Comercial
Universidad Central
Rut: 10.560.169-7
A partir del 27.05.2015

5. GERENTE MERCADO DISTRIBUCIÓN CHILE
Simone Tripepi
Ingeniero en Administración de Empresas
Universidad de Roma "Tor Versata"
Rut: 26.067.660-3
A partir del 01.09.2015

6. GERENTE DE ORGANIZACIÓN Y RECURSOS HUMANOS
Pietro Corsi Misle
Ingeniero Comercial
Universidad Gabriela Mistral
Rut: 9.909.337-4
A partir del 01.06.2016

7. FISCAL
Horacio Aránguiz Pinto
Abogado
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 10.649.635-8
A partir del 01.12.2016

Estructura Organizacional

Planes de Incentivo

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

Dotación de Personal

El personal de Enel Distribución Chile S.A. al 31 de diciembre de 2016, registró una dotación de 673 trabajadores. Considerando las filiales Luz Andes Ltda. y Empresa Eléctrica de Colina Ltda., el total asciende a 688 trabajadores.

Nº PERSONAL	Enel Distribución Chile	Colina	Luz Andes	Total general
Ejecutivos principales	16			16
Profesionales	450	5	1	456
Administrativos	104	3		107
Técnicos	103	5	1	109
Total general (1)	**673**	**13**	**2**	**688**

(1) La dotación de Expatriados no es contable en la remuneración de Chile.

Remuneraciones, Beneficios e Indemnizaciones por años de Servicio de los Gerentes y Ejecutivos Principales

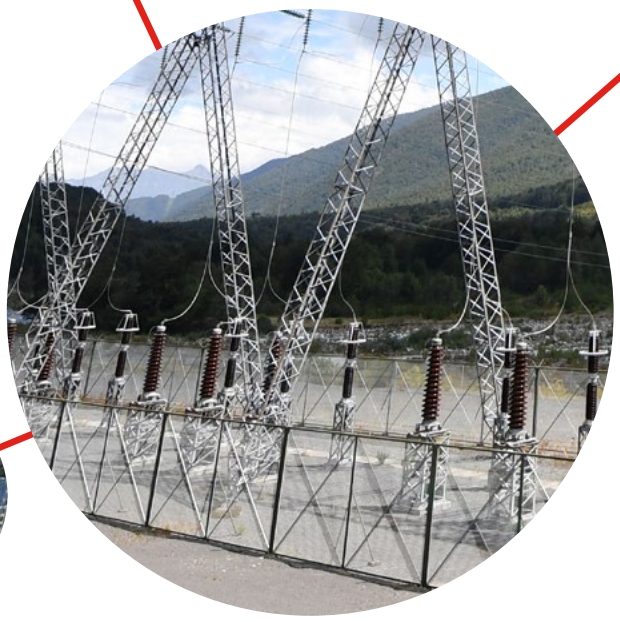
Las remuneraciones percibidas por el gerente general, otros gerentes y principales ejecutivos de la empresa durante 2016, ascendieron a $1.273 millones retribución fija y $289 millones de retribución variable y en 2015, ascendieron a $1.156 millones retribución fija y $843 millones de retribución variable. Este monto incluyó tanto a gerentes y principales ejecutivos presentes al 31 de diciembre de 2016, como a los que dejaron la empresa a lo largo del ejercicio.

Como beneficio, la empresa mantiene un seguro complementario de salud y un seguro catastrófico para los ejecutivos principales y su grupo familiar que se encuentre acreditado como carga familiar. Además, la empresa mantiene un seguro de vida para cada ejecutivo principal. Estos beneficios se otorgan en conformidad al nivel directivo que al trabajador le corresponda en cada momento. En 2016, el monto fue de $18.730.551, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

Respecto a indemnizaciones por años de servicio percibidas por los principales ejecutivos de la Compañía, se cancelaron $668 millones durante el periodo 2016.

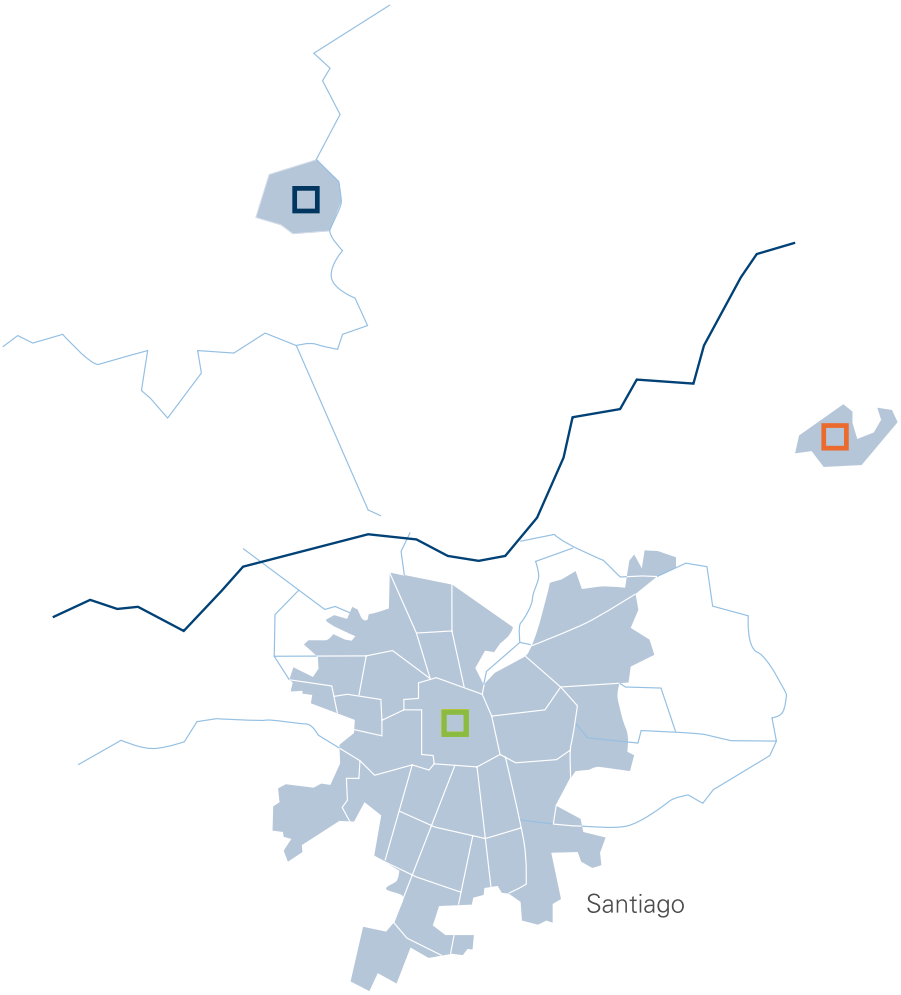
Participación en la Propiedad de Ejecutivos Principales y Directores

Existe un ejecutivo principal con participación en la propiedad de Enel Distribución Chile S.A., el señor Daniel Gómez Sagner, Gerente de Regulación de Enel Distribución Chile S.A., quien adquirió con fecha 28 de mayo de 2014 una (1) acción de la Compañía. Una acción corresponde al 0,0000001 % del total de acciones de Enel Distribución Chile S.A.

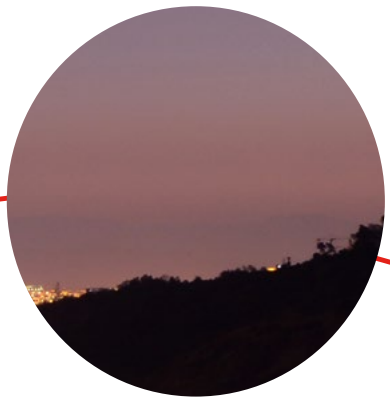


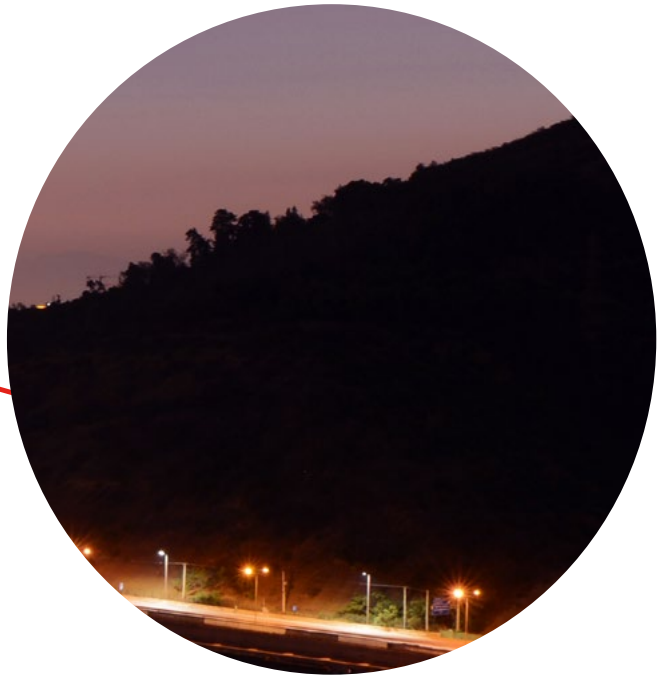
Actividades y Negocios de la Entidad

Enel Distribución Chile S.A. es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile, representando más del 40% del total de ventas de las distribuidoras del país y en donde su área de concesión abarca 2.065,7 km², considerando 33 comunas de la Región Metropolitana: Cerrillos, Cerro Navia, Conchalí, Estación Central, Independencia, La Cisterna, La Florida, La Granja, La Reina, Las Condes, Lo Espejo, Lo Prado, Macul, Maipú, Ñuñoa, Pedro Aguirre Cerda, Peñalolén, Pudahuel, Quinta Normal, Recoleta, Renca, San Joaquín, San Miguel, San Ramón, Vitacura, Santiago, Providencia, Huechuraba, Quilicura, Lo Barnechea, Colina, Lampa y Til Til. Incluyendo las zonas abarcadas por Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda. El área de concesión total asciende a 2.105,4 km². Operacionalmente, la industria de distribución eléctrica en Chile es una actividad regulada.



Empresa Eléctrica Colina Ltda.
Enel Distribución Chile.
Luz Andes Ltda.





Antecedentes Históricos

La Compañía Chilena de Electricidad Ltda., nació como una empresa privada de generación y distribución de energía eléctrica, el 1 de septiembre de 1921. Esto fue producto de la fusión de Chilean Electric Tramway and Light Co, fundada en 1889 y de la Compañía Nacional de Fuerza Eléctrica, que operaba desde 1919 en Santiago. Entre los años 1929 y 1931, la South American Power Co., adquirió los bienes y derechos de una serie de empresas eléctricas que funcionaban en la zona central del país, agrupándolas como empresas autónomas. Una de ellas era la Compañía Chilena de Electricidad Ltda.

El 14 de agosto de 1970, la empresa fue estatizada mediante la promulgación de la Ley N° 17.323 que autorizó a la CORFO para adquirir todas las acciones y bienes de la Compañía.

La estructura de la empresa se mantuvo igual hasta 1981, año en que se produjo una reestructuración, siendo la Compañía dividida en una casa matriz, Compañía Chilena de Electricidad S.A., y tres empresas filiales: Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., para distribuir energía eléctrica en la Región Metropolitana; Compañía Chilena de Distribución Eléctrica Quinta Región S.A. para servir a Valparaíso y el Valle del Aconcagua; y Compañía Chilena de Generación Eléctrica S.A., que mantuvo las funciones de generación y transporte de energía.

En 1983 Chilectra Metropolitana inició su proceso de reprivatización, el que finalmente concluyó en agosto de 1987 al quedar el 100% de su capital accionario en manos del sector privado. Poco después, en noviembre de 1987 y con el objeto de modernizar la empresa, se inició la filialización de Chilectra Metropolitana, a través de la creación de su primera filial, Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A. En mayo de 1994, la Distribuidora Chilectra Metropolitana S.A. cambió su razón social a Chilectra S.A.

El 30 de septiembre de 1996, Chilectra S.A. adquirió la Empresa Eléctrica de Colina S.A., hoy Empresa Eléctrica de Colina Ltda., compañía de distribución eléctrica ubicada en la zona norte del área de concesión de Chilectra S.A.

El 8 de enero de 1997, el Ministerio de Economía mediante la publicación del Decreto N° 621, otorgó a Chilectra S.A. una concesión definitiva para distribuir energía eléctrica en la provincia de Chacabuco. El incremento del área de concesión significó para Chilectra S.A. un aumento de 663 km², alcanzando de esta manera un total de 2.037 km².

Al año siguiente, específicamente en agosto, Chilectra concretó un nuevo proyecto eléctrico, a través del cual, la filial Luz Andes S.A., hoy Luz Andes Ltda., alcanzó la cota 3.000 en la zona cordillerana de Santiago, en la comuna de Lo Barnechea, con la finalidad de suministrar energía al centro invernal Valle Nevado. Posteriormente, ese mismo 1998, esta filial se adjudicó el 100% de los activos de la Empresa Municipal de Electricidad de Lo Barnechea, lo que implicó la distribución de energía eléctrica hacia los centros invernales de Farellones, El Colorado y La Parva.

Entre el 21 de noviembre y el 20 de diciembre de 2000, y entre el 3 de julio de 2001 y el 26 de diciembre de 2001, Enersis S.A. abrió dos Poderes Compradores de Acciones por la totalidad de las acciones y American Depositary Receipts (ADR) de Chilectra S.A., llegando a controlar un 98,25% de las acciones de la Compañía.

Elesur S.A. se constituyó en Chile en agosto de 1996 en previsión de que el Grupo Endesa España necesitaría un vehículo societario a través del cual llevar a efecto las operaciones que ya en aquel año estaban en estudio respecto de inversiones en el sector eléctrico chileno.

En 1997, mediante Ofertas Públicas de Adquisición de Acciones y posteriormente mediante pequeñas compras directas, Elesur S.A. adquirió acciones y tomó el control de cuatro de las sociedades denominadas en conjunto "Las Chispas", las cuales se mencionan a continuación: Compañía de Inversiones Chispa Uno S.A., Compañía de Inversiones Chispa Dos S.A.,Compañía de Inversiones Los Almendros S.A. y Compañía de Inversiones Luz y Fuerza S.A.

Cada una de estas sociedades eran dueñas de un 6,55% de la propiedad de Enersis S.A., sumando en su conjunto un 26,2%.

Cada una de estas sociedades participaba, a su vez, en su conjunto, en un 5,08% de la sociedad argentina Edesur S.A. e indirectamente en un 3,52% de la sociedad brasilera Cerj S.A. (actualmente Ampla Energía e Serviços S.A.).

En los años siguientes se sucedieron un conjunto de operaciones societarias entre Elesur S.A., "Las Chispas", Endesa Internacional y Enersis S.A., pasando finalmente esta última a controlar a Elesur S.A. de modo tal que al momento previo a la fusión entre Elesur S.A. y Chilectra S.A., Enersis S.A. era propietaria de un 99,99% de Elesur S.A.

Con fecha 13 de febrero de 2006, la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) inscribió a la Compañía Elesur S.A. en el Registro de Valores, bajo el N° 931. Asimismo, inscribió 49.207.873 acciones totalmente suscritas y pagadas de la Compañía.

El 21 de febrero de ese mismo año, la Bolsa de Comercio de Santiago inscribió a Elesur S.A. y a sus acciones, comenzando sus acciones a cotizarse oficialmente a contar del 23 de febrero de 2006, bajo el código nemotécnico Elesur.

En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 31 de marzo de 2006, se procedió a: (i) aprobar la reforma de los estatutos de Elesur S.A., modificándose la razón social de Elesur S.A. por Chilectra S.A., sustituyendo el objeto social de la sociedad absorbente (Elesur S.A.) por el objeto social de la sociedad absorbida (Chilectra S.A.) y (ii) aprobar y fijar el texto actualizado y refundido de los estatutos sociales de la sociedad absorbente.

En Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada en marzo de 2006, se acordó la fusión entre Elesur S.A. y Chilectra S.A., mediante la absorción de esta última por la primera, siendo Chilectra S.A. la sociedad fusionada o absorbida y Elesur S.A. la sociedad fusionante o absorbente, y se acordó también fusionar sus agencias en Islas Caimán. En igual fecha se modificó la razón social de Elesur S.A. al de Chilectra S.A.

Con motivo de la fusión, la sociedad absorbida se disolvió incorporándose a Elesur S.A., de manera que los accionistas de la sociedad absorbida pasaron a ser accionistas de Elesur S.A., como resultado del aumento de capital en ésta y el canje de acciones correspondiente, adquiriendo Elesur S.A. la totalidad de los activos y pasivos de la sociedad absorbida y sucediéndola en todos sus derechos, permisos y obligaciones. La fusión tuvo efectos a contar del 1° de abril de 2006.

Con esta operación Enersis S.A. pasó a controlar directa e indirectamente el 99,08% de la nueva sociedad fusionada.

Con fecha 18 de diciembre de 2015 se llevó a cabo una Junta Extraordinaria de Accionistas de Chilectra S.A. Como consecuencia de la misma, se aprobó la división de la Compañía, manteniendo Chilectra S.A. los activos y bienes nacionales. Además, en virtud de la referida división de Chilectra, se acordó crear y constituir a partir de ésta una nueva sociedad anónima abierta denominada Chilectra Américas S.A., a la que se asignaron la totalidad de activos y pasivos asociados a los negocios que Chilectra tenía fuera de Chile. En la referida Junta se acordó que la división de Chilectra, y la consecuente constitución de la nueva sociedad, quedaran sujetas a la condición suspensiva consistente en que se apruebe, en las correspondientes juntas extraordinarias de accionistas, la división de cada una de las sociedades Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) y Enersis S.A. (actualmente Enel Chile S.A.). Para efectos del cumplimiento de dicha condición suspensiva, las actas de las juntas extraordinarias de accionistas en que se aprueben las divisiones de Enersis (Enel Chile) y Endesa Chile (Enel Generación Chile) debían quedar debidamente reducidas a escritura pública, y sus respectivos extractos ser inscritos y publicados debida y oportunamente en conformidad a la ley. Lo anterior, es sin perjuicio del cumplimiento oportuno de las formalidades de las inscripciones en el registro de comercio y las publicaciones en el Diario Oficial del extracto de la reducción a escritura pública del acta de la Junta. Asimismo, la Junta aprobó que la división tendría efecto a partir del primer día del mes siguiente a aquel en que se otorgare una escritura pública denominada "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Chilectra", la cual daría cuenta del cumplimiento de la condición suspensiva antes indicada.

El Grupo Enel, controlador de la empresa, impulsó durante 2015 un plan de reestructuración para Enersis, Endesa y Chilectra, el que fue aprobado en diciembre en distintas juntas de accionistas de las respectivas empresas. A nivel matricial, se determinó la creación de las sociedades Enersis Chile y Enersis Américas.

Mediante escritura pública de fecha 29 de enero de 2016, otorgada en la Notaría de Santiago de don Víctor Olguín Peña, se otorgó la "Escritura de Cumplimiento de Condiciones de División de Chilectra". En virtud de lo anterior, la división de Chilectra surtió sus efectos el 1 de marzo de 2016, constituyéndose en dicha fecha la nueva sociedad, para todos los efectos legales.

Durante 2016 el directorio de Enel Distribución Chile acordó, por unanimidad de sus miembros, citar a Junta Extraordinaria de Accionistas el 4 de octubre de 2016, con el objeto de someter a su consideración el cambio de nombre de la sociedad, de Chilectra S.A. a Enel Distribución Chile S.A. El Acta de la Junta Extraordinaria de Accionistas se redujo a escritura pública en la Notaría de don Osvaldo Pereira González el 6 de octubre de 2016.

Objeto Social

Enel Distribución Chile S.A. tiene por objeto explotar, en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase, suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas. Para el cumplimiento de dicho objeto la sociedad puede:

a) Distribuir, transmitir, comprar y vender energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier otra naturaleza.

b) Distribuir, transportar, comprar y vender combustibles de cualquier clase.

c) Obtener, transferir, comprar, arrendar, gravar y, en general, explotar en cualquier forma las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos; asimismo podrá solicitar los permisos y franquicias para conservar, promover o desarrollar los fines de la sociedad.

d) Obtener, transferir, comprar, arrendar, gravar y, en general, explotar en cualquier forma las concesiones a que se refiere la Ley de Servicios de Gas y, en general, aquellas que contempla la normativa aplicable a los combustibles, de cualquier clase que sean; asimismo podrá solicitar los permisos y franquicias para conservar, promover o desarrollar los fines de la sociedad.

e) Llevar a efecto el suministro de energía eléctrica y de combustibles para cualquiera aplicación conocida o que se descubra en el futuro.

f) Efectuar en forma directa o a través de terceros, la compra, venta, arrendamiento, importación, exportación, elaboración o producción, recaudación, consignación, representación, intermediación, comercialización, distribución, reposición, reparación y mantención de toda clase de bienes o mercaderías que digan relación con la energía, el hogar y/o la empresa, el medio ambiente, el transporte, la seguridad, los deportes, el esparcimiento, la tecnología, la computación y las comunicaciones.

Prestar, en forma directa o a través de terceros, todos los servicios relacionados directa o indirectamente con las actividades y productos antes señalados, a todo tipo de personas naturales o jurídicas.

La sociedad tendrá también por objeto constituir, modificar, disolver, liquidar o invertir en sociedades en Chile o en el extranjero, cuyo giro esté relacionado con la energía o los combustibles, en cualquiera de sus formas o naturaleza, o con el suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía o el combustible.

Para tal efecto, la sociedad podrá invertir, en el país o en el extranjero, en toda clase de instrumentos financieros, títulos de crédito y valores mobiliarios negociables. Lo anterior es sin perjuicio de las inversiones que con el propósito de maximizar el rendimiento de sus excedentes de caja, la sociedad efectúe en los referidos instrumentos, títulos y valores.

La sociedad podrá también, en el país o en el extranjero, prestar servicios en materias relacionadas con los referidos objetos.

Principales Insumos

Los principales insumos que utiliza la empresa en su zona de concesión son la energía y potencia eléctrica adquiridos a Enel Generación Chile, AES Gener S.A., Colbún S.A. y otros proveedores.

Las condiciones que regulan las compras de energía eléctrica a tales empresas se rigen por lo establecido en los respectivos contratos de compraventa y se complementan con lo dispuesto en la normativa legal aplicable al sector eléctrico nacional. Adicionalmente, la empresa para su normal operación, requiere de una gran variedad de materiales y equipos tales como transformadores, conductores, cables eléctricos, aisladores, condensadores, postes, equipos de operación y protección, que son adquiridos tanto en el mercado nacional como extranjero, sobre la base de licitaciones.

Concesiones Eléctricas de Enel Distribución Chile

A. Concesiones de Servicio Público de Distribución

1. Resolución del Ministerio de Economía N°12 de fecha 1 de febrero de 1988, referida a los siguientes decretos:

a) Decreto del Ministerio del Interior N°823 de 1984, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 24 de octubre de 1984.

b) Decreto del Ministerio de Economía N°227 de 1985, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 30 de septiembre de 1985.

2. Decreto Ministerio de Economía N°210 de 1989, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 8 de agosto de 1989.

Cabe destacar que respecto a las concesiones individualizadas en los números 1 y 2 precedentes, por Resoluciones N°115, de 4 de agosto de 1989, y N°185, de 4 de diciembre de 1990, ambas del Ministerio de Economía, se autorizó a Enel Distribución Chile a transferir a la Compañía Eléctrica del Río Maipo S.A., parte de las concesiones de distribución señaladas en los Decretos 823, 227 y 210.

3. Decreto del Ministerio de Economía N°243 de 1990, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 14 de septiembre de 1990.

4. Decreto del Ministerio de Economía N°326 de 1991, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 27 de septiembre de 1991.

5. Decreto del Ministerio de Economía N°11 de 1996, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 19 de febrero de 1996 (parte pertinente a distribución).

6. Decreto del Ministerio de Economía N°621 de 1996, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 8 de enero de 1997.

7. Decreto del Ministerio de Economía N°486 de 1998, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 21 de octubre de 1998.

8. Decreto del Ministerio de Economía N°284 de 1999, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 26 de julio de 1999.

B. Concesiones de Líneas de Transporte de Energía Eléctrica

1. Decreto del Ministerio de Economía N° 423 de 1989, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 15 de diciembre de 1989.

2. Decreto del Ministerio de Economía N° 317 de 1994, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 6 de febrero de 1995.

3. Decreto del Ministerio de Economía N° 21 de 1995, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 15 de febrero de 1995.

4. Decreto del Ministerio de Economía N° 317 de 1994, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 6 de febrero de 1995.

5. Mediante escritura pública de fecha 9 de septiembre de mil 1996 ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna, la I. Municipalidad de Lo Barnechea transfirió a Enel distribución Chile S.A. (ex Chilectra S.A.) el Decreto Supremo del Ministerio de Interior número 1271 de fecha 13 de septiembre de 1968.

6. Decreto del Ministerio de Economía N° 448 de 1998, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 1 de octubre de 1998.

7. Decreto del Ministerio de Economía N° 273 de 1987, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 4 de diciembre de 1987.

8. Decreto del Ministerio de Economía N° 224 de 1987, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 13 de octubre de 1987.

9. Decreto del Ministerio de Economía N° 675 de 1999, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 16 de diciembre de 1999.

10. Decreto del Ministerio de Economía N° 20 de 2000, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 1 de marzo de 2000.

11. Decreto del Ministerio de Economía N° 162 de 2002, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 29 de julio de 2002 (parte pertinente a líneas de transporte).

12. Decreto del Ministerio de Economía N° 82 de 2004, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 22 de junio de 2004.

13. Decreto del Ministerio de Economía N° 176 de 2005, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 11 de julio de 2005.

14. Decreto del Ministerio de Economía N° 18 de 2002, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 29 de julio de 2002.

15. Decreto del Ministerio de Economía N° 441 de 1985, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 11 de febrero de 1986.

16. Decreto del Ministerio de Energía N° 59 de 2012, reducido a escritura pública ante el Notario don Osvaldo Pereira González con fecha 29 de agosto de 2012.

17. Decreto del Ministerio de Economía N° 80 de 2007, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 9 de abril de 2007.

18. Decreto del Ministerio de Economía N° 339 de 2010, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 11 de marzo de 2010.

C. Concesiones de Subestaciones Eléctricas

1. Decreto del Ministerio de Economía N°11 de 1996 y reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 19 de febrero de 1996 (parte pertinente a subestaciones).

2. Decreto del Ministerio de Economía N° 162 de 2002, reducido a escritura pública ante el Notario don Patricio Zaldívar Mackenna con fecha 29 de julio de 2002 (parte pertinente a subestaciones).

Propiedades, Equipos y Seguros

Las instalaciones y equipos que utiliza la empresa en el desarrollo de sus actividades, tales como líneas de transmisión, subestaciones, redes de distribución, alumbrado público, oficinas comerciales y edificios corporativos están ubicados en diversas comunas de la Región Metropolitana. La empresa tiene seguros frente a riesgos derivados entre otros de: incendios, rayos, explosiones, actos terroristas y maliciosos, terremotos, inundaciones y aluviones y daños a terceros.

Principales Inmuebles Usados por Enel Distribución Chile

Subestaciones de Propiedad de Enel Distribución Chile

1. Alonso de Córdova, Av. Alonso de Córdova N°5210, Las Condes.
2. Altamirano, Eulogio Altamirano N°26, Renca.
3. Apoquindo, Av. Cuarto Centenario N°101, Las Condes.
4. Batuco, Camino San José-Lo Pinto, Colina.
5. Enlace Cerro Navia, Mapocho N°6801, Cerro Navia.
6. Club Hípico, Club Hípico N°1949, Santiago.
7. Carrascal, Lope de Ulloa s/n, Quinta Normal.
8. La Reina, Los Molineros N°824, La Reina.
9. Los Domínicos, Camino Otoñal N°1178, Las Condes.
10. Lord Cochrane, Alonso Ovalle N°1393, Santiago.
11. Macul, San Luis de Macul N°5682, Peñalolén.
12. Maipú, Camino a Melipilla N°9978, Maipú.
13. Olivos, Av. Independencia N°705, Independencia.
14. Quilicura, Panamericana Norte N°5899, Quilicura.
15. San Cristóbal, Domínica N°185, Recoleta.
16. San José, Las Rejas Norte N°550, Lo Prado.
17. Santa Elena, Rodrigo de Araya N°2305, Macul.
18. Santa Raquel, Santa Raquel N°10223, La Florida.
19. Vitacura, Pdte. Riesco s/n (ex Av. Andrés Bello N°2932), Las Condes.
20. Florida, Central Florida / Rojas Magallanes, La Florida.
21. La Cisterna, Av. El Parrón N°0615, La Cisterna.
22. Curacaví, Ruta 68 km 41, Curacaví.
23. Lo Espejo, Av. Lo Espejo N°03650, San Bernardo.
24. Malloco, Vicuña Mackenna N°11, Peñaflor.
25. Ochagavía, Carlos Valdovinos N°2358, Pedro Aguirre Cerda.
26. San Bernardo, El Barrancón N°1706, San Bernardo.
27. San Joaquín, Carlos Valdovinos N°201, San Joaquín.
28. Santa Rosa Sur, Av. Gabriela N°1150, Puente Alto.
29. Lo Valledor, Agustín Riesco N°4020, Estación Central.
30. Andes, Valenzuela Puelma N°9099, La Reina.
31. El Manzano, Ruta 5 Norte km 35, Til Til.
32. Recoleta, Av. Recoleta N°4421, Huechuraba.
33. Lo Boza, Camino Lo Boza N°8471, Renca.
34. Chena, Camino a Lonquén Esq. Av. Lo Espejo, San Bernardo.
35. Pajaritos, Alfonso Vial N°920, Cerrillos.
36. Brasil, Mapocho N°1823, Santiago.
37. Chacabuco, San Ignacio N°1050, Quilicura.
38. La Pintana, Eyzaguirre N°3358, Puente Alto.
39. Lampa, Fundo La Vilana, Lampa.
40. Las Acacias, Las Acacias con Sta. Bernardita, San Bernardo.
41. San Pablo, Av. Pudahuel Oriente esq. Av. Río Viejo Sur, Pudahuel.
42. Santa Marta, Av. Tres Poniente s/n esq. Jorge Guerra, Maipú.
43. Buin, Camino Los Guindos/Camino Los Tilos Pc 35-A, Buín.
44. S/E Chicureo, Av. Del Valle s/n, Colina.
45. Los Almendros, Fundo Santa Rosa de Apoquindo, Las Condes.
46. Colina, Carretera San Martín, Colina.
47. Bicentenario, Av. Las Industrias N°10763, Maipú.

Subestaciones en Inmuebles de Terceros con Concesión Eléctrica o Servidumbres

1. La Dehesa, Hacienda La Dehesa, Lo Barnechea.
2. El Salto, Media Luna s/n Esq. Av. Recoleta, Huechuraba.
3. Lo Prado, Ruta 68 km 24, Pudahuel.
4. Lo Aguirre, Ruta 68 Minera Lo Aguirre, Pudahuel.

Inmuebles Arrendados por Enel Distribución Chile donde Funcionan Oficinas Comerciales

1. Oficina comercial Maipú, Av. Pajaritos 1781.
2. Oficina comercial Providencia, Av. Providencia 1744.
3. Oficina comercial Independencia, Av. Independencia 1928-1930-1946.
4. Oficina comercial La Florida, Av. Vicuña Mackenna Poniente 7249.
5. Oficina comercial Matucana, Matucana 39.
6. Oficina comercial Mac-Iver, Mac-Iver 468-476.
7. Oficina comercial U. de Chile, Alameda Libertador Bernardo O'Higgins 898.
8. Oficina comercial Gran Avenida, Av. Gran Avenida José Miguel Carrera 6060, local 1.
9. Oficina comercial Apoquindo, Apoquindo 6420, local 2.
10. Oficina Comercial Nuñoa, Irarrázabal 5462.
11. Oficina Comercial Mall Plaza Norte, Américo Vespucio 1737.

Otros Inmuebles Arrendados por Enel Distribución Chile

1. Vicuña Mackenna 260-264-270 (oficinas).
2. Santa Rosa 79, pisos 7,11,12 (oficinas).
3. Santa Rosa 76, pisos 4,5,6,7,8,14,15,16, Alt., E.P. (oficinas).
4. Sara del Campo 562 (oficinas).
5. Juan Vicuña 1432 - 1436 (bodega distribución).
6. Juan Vicuña 1470 (bodega).
7. Marcoleta 638, piso 1 (oficinas).
8. San Isidro 65 (oficinas).

Otros Inmuebles de Propiedad de Enel Distribución Chile

1. Portugal 713 (bodega).
2. Las Claras 186 (bodega).
3. Domínica 185 (oficinas).
4. Victoria 612 (oficinas).
5. Rapa Nui 101-147-148, costado de SSEE San Cristóbal.
6. Pedro Aguirre Cerda 9088, San Ramón (oficinas).

Marcas

La sociedad tiene registradas las siguientes marcas: Chilectra, Chilectra Metropolitana, Chispita, www.chilectra.cl, Chilectra Empresas, Dos Veinte, Activa Chilectra, Chilectra Activa, Fundación Chilectra Activa, Fundación Chilectra, Chilectra SOS Seguridad Para Todos, Hagamos Contacto, Full Electric Chilectra, Chilectra Solar, Full Led Chilectra, Full Termia Chilectra, Chilectra Pyme, www.mundoactiva.cl, Mundo Activa Chilectra, Full Eficiencia Chilectra, Chilectra Eco Energías, Eco Chilectra, Ecoheat Chilectra y Chisper Chilectra.

Mercados en que Participa la Empresa

Negocios de Transmisión, Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica

En lo que respecta a sus actividades, la empresa opera en la Región Metropolitana, mercado constituido directamente por los actuales y potenciales consumidores finales ubicados en su zona de concesión, e indirectamente, por los que son atendidos a través de sus filiales de distribución, Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

Negocios Relacionados

Línea Infraestructura: Venta de productos y servicios al sector inmobiliario, en el que destaca Full Electric; ventas de empalmes y proyectos de instalación de redes en conjuntos inmobiliarios de terceros; y prestación de servicios de redes de distribución asociados a proyectos de gran envergadura, tales como autopistas urbanas.

Línea Grandes Clientes: Venta de proyectos de climatización, gestión energética e instalación de redes de distribución para grandes clientes. Además, implementa sistemas de televigilancia para distintas comunas de la Región Metropolitana y participa en licitaciones para construcción y mantenimiento de redes de alumbrado público.

Normas del Sector Eléctrico que Aplican a Enel Distribución Chile

Enel Distribución Chile S.A. en su calidad de subtransmisora y concesionaria de servicio público de distribución de energía eléctrica de la Región Metropolitana, se rige principalmente por las siguientes normas:

- DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción Ley General de Servicios Eléctricos (texto refundido del DFL N°1 de 1982) y sus posteriores modificaciones.
- Decreto Supremo N° 327 de 1997 del Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos.
- Ley 18.410, orgánica de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
- Resolución Exenta CNE Nº321, de 21 de julio de 2014, de la Comisión Nacional de Energía, que dicta norma técnica con exigencias de seguridad y calidad de servicio para el sistema interconectado del norte grande y sistema interconectado central y sus posteriores modificaciones.
- Decreto N°14, publicado en el Diario Oficial el 9 de abril de 2013, que fija las tarifas de subtransmisión y sus fórmulas de indexación para el periodo 2011-2015.
- Decreto 7T, publicado en el Diario Oficial el 22 de Abril de 2015 que extiende en un año la vigencia del Decreto N°14.
- Decreto N°1T del Ministerio de Energía, que fija las tarifas de distribución vigentes, publicado en el Diario Oficial el 2 de abril de 2013, con aplicación retroactiva a partir del 4 de noviembre de 2012 hasta el 3 de noviembre de 2016.
- Decreto N°2T del Ministerio de Energía, que fija los peajes de distribución aplicables al servicio de transporte que presenten las empresas concesionarias de servicio público de distribución, publicado en el Diario Oficial el 27 de Septiembre de 2013.
- Decreto N°8T del Ministerio de Energía, que fija tarifas de servicios no consistentes en suministros de energía, asociados a la distribución eléctrica, publicado en el Diario Oficial el 14 de marzo de 2014.
- Decretos de precio de nudo y de precios de nudo promedio del Ministerio de Energía.
- Conjunto de normas técnicas y reglamentarias emanadas de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC).

El efecto que tiene este marco legal y reglamentario en las actividades de Enel Distribución Chile S.A., es que la Compañía debe ajustar su actuación a dicha normativa.

Niveles de Actividad y Pérdidas

Clientes

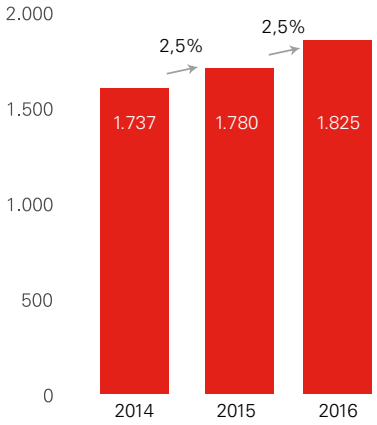
Al 31 de diciembre de 2016, el número total de clientes de Enel Distribución Chile alcanzó los 1.825.519, lo que representa un aumento de 2,5% respecto de la misma fecha de 2015. Al cierre del ejercicio, los principales clientes de la Compañía son:

- Gerdau Aza S.A.
- Grupo Mall Plaza
- Metro S.A.
- Grupo Cencosud
- SCA Chile S.A.
- Nestlé Chile S.A.
- Watt's S.A.
- Parque Arauco S.A.
- Envases CMF S.A.
- Praxair Chile Ltda.
- Terminal Aéreo de Santiago (SCL)
- Entel Chile
- CIAL Alimentos
- Linde Gas Chile
- Andina S.A.

Ninguno de los clientes antes mencionados alcanza el 10% de la facturación.

Composición por Categoría de Clientes al 31 de Diciembre de 2016

Evolución N° Clientes
(miles de clientes)

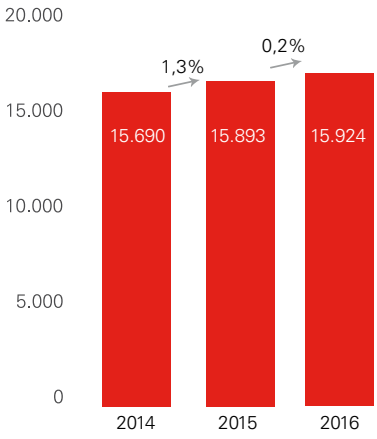


Ventas Físicas de Energía

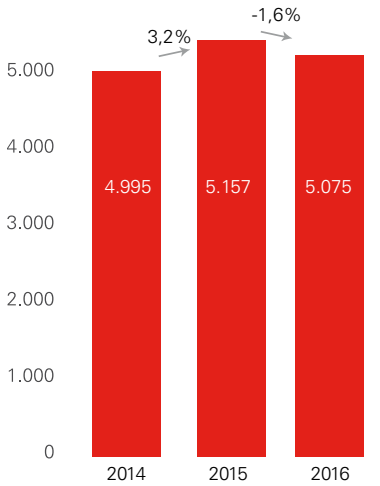
Las ventas físicas de energía eléctrica durante 2016 experimentaron un crecimiento de un 0,2% respecto de 2015, situándose en 15.924 GWh.

(*) Ventas de energía presentan resultados consolidados al 31 de diciembre de 2016, incluidas Eléctrica de Colina y Luz Andes y no incluyen Consumos no Facturados (CNF).

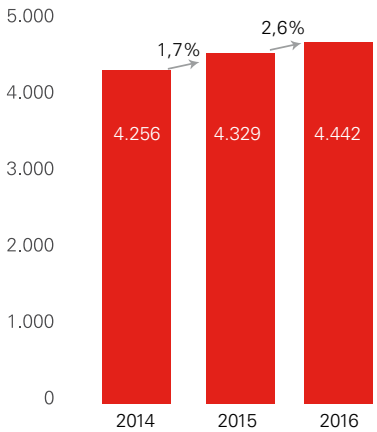
Ventas Totales de Energía
(en GWh)



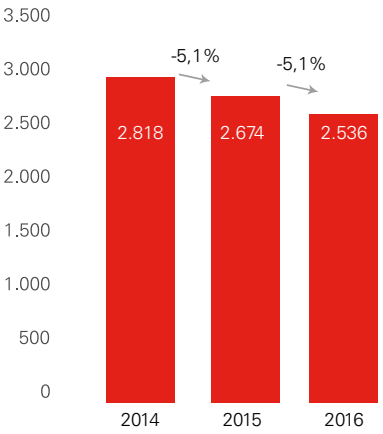
Ventas a Clientes Comerciales
(en GWh)



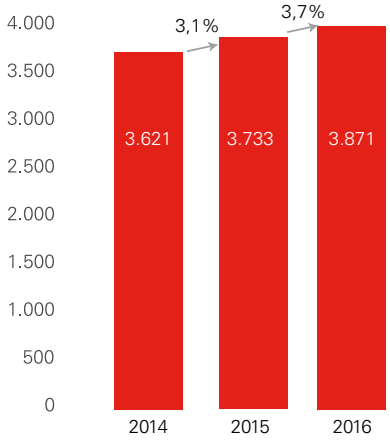
Ventas a Clientes Residenciales
(en GWh)



Ventas a Clientes Industriales
(en GWh)



Ventas a Otros Clientes
(en GWh)



Pérdidas de Energía

Durante 2016 el foco estuvo en la contención del nivel de pérdidas de energía, cerrando diciembre con un indicador TAM (Tasa Anual Móvil) de 5,33%, resultado que le ha permitido a la Compañía mantener el liderazgo en Latinoamérica en este ámbito.

El Plan de Pérdidas 2016 se basó en tres pilares fundamentales, pero con un fuerte énfasis en la optimización de costos. Por una parte la presencia en terreno con inspecciones y normalizaciones diarias, seguido de la implantación de medidas técnicas para zonas críticas y la incorporación de tecnología para el apoyo de la gestión y ejecución, focalizando los recursos sobre proyectos rentables con una permanente fiscalización en todas las actividades asociadas al control de pérdidas de energía y sin descuidar la seguridad de las personas en cada una de las operaciones.

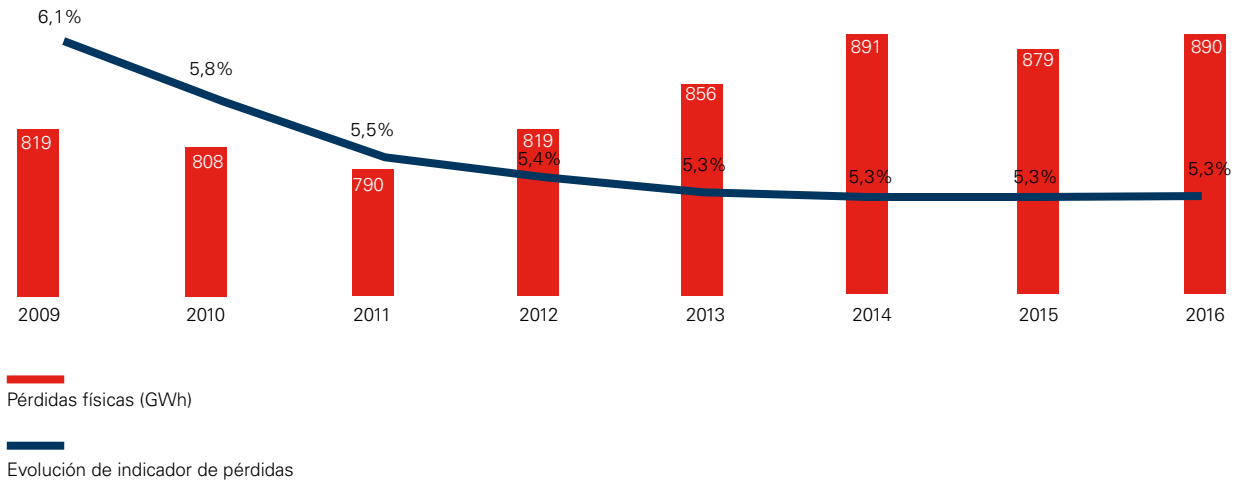
Dentro de las principales actividades se ejecutaron más de 200 mil inspecciones, lo que permitió recuperar aproximadamente 42 GWh. Se realizaron constantes mejoras en tecnologías para la implementación de medidas anti hurto, junto con la adquisición del software SAS que permitió desarrollar modelos predictivos para establecer patrones de comportamiento de consumo; dentro de los cuales podemos mencionar redes neuronales, árboles de decisión y regresiones logísticas. En relación a los proyectos, se realizó el blindaje de redes mediante la instalación de Cajas Ananda, que abarcó a más de 8.500 clientes con esta medida anti hurto.

Con respecto a la "Micromedición" de transformadores de distribución, en la actualidad se cuenta con más de 1.440 medidores con balance, iniciativa que reúne un total de más de 270.000 clientes y que permite realizar mensualmente importantes balances de energía para la detección del hurto en forma temprana.

Desde el punto de vista inmobiliario, y con el objeto de dificultar el acceso a los empalmes en viviendas sociales antes que éstas sean habitadas, durante 2016 se sumaron más de 2.500 clientes con medidas anti hurto, reuniendo un total de 13.740 suministros.

Por otra parte, los proyectos de "Telemedida Segura" se llevaron a cabo en viviendas sociales existentes, protegiendo el acceso a los empalmes, medidores y cajas de conexión en nichos de edificios. Durante 2016, se abarcó a 2.600 clientes, sumando más de 20.000. Esta tecnología comprende la instalación de "Cajas Tortugas" (cajas de empalmes blindadas), Medidores Telegestionados y Bandejas cubre UT (Unión Tablero).

Evolución de Pérdidas Físicas e Indicador de Pérdidas



Gestión de Cobranzas

El objetivo principal de la Unidad de Gestión de Cobranzas es coordinar y controlar gestiones de recuperación de deuda con la finalidad de disminuir el nivel de morosidad de los clientes. Este proceso contempla gestiones administrativas de cobranza prejudicial y judicial, y acciones en terreno como el corte de suministro. Durante 2016 se realizaron acciones sistemáticas que permitieron la disminución de la deuda comercial en MM$9.672 a nivel total de la Compañía.

Evolución y Estado de la Cobrabilidad

La cobrabilidad es el indicador que mide la relación entre el monto recaudado en los últimos 12 meses sobre el monto de deuda facturado en el periodo anterior. Para 2016 se alcanzó una cobrabilidad de 100,19%.

Plataforma de Recaudación

Durante 2016, en relación a la implementación del proyecto Easycash, se modernizaron las herramientas para el pago de las cuentas, en las cajas de todas las oficinas comerciales, lo que además de mejorar las funcionalidades para el pago de los clientes, ha permitido un menor tiempo para el control de la cuadratura de los pagos, así como también contar con una visualización en línea de la operación de cada caja.
Este cambio de plataforma (software y equipamiento) ha permitido reemplazar el Sistema de Pagos Locales (SPL) en oficinas comerciales, que cuenta con los siguientes beneficios:

- Digitación de número de cliente y lectura de código de barra.
- Incorporación de mensajes en pantalla (cliente sin deuda, cheque sujeto a verificación, deuda distinta a boleta, etc.).
- Incorporación del medio de pago asociado a cada transacción.
- Proceso de pagos ante contingencias (offline).
- Automatización de tareas manuales (disminución en los tiempos de cierre oficina).
- Control de adelantos (transporte de valores).
- Reportes (pagos, anulaciones, descuadres, etc.).
- Disminución de costos (digitación, refacturaciones, control de cheques protestados, conciliaciones de partidas abiertas.

Planes Especiales de Pago

Planes de Normalización de Deuda - Programa Recuperación Condominios Sociales - Parinacota (Serviu).

Durante 2016 Enel Distribución Chile participó activamente en el programa desarrollado por el SERVIU Metropolitano denominado "Recuperación de Condominios Sociales: Segunda Oportunidad", aplicado en el Conjunto Habitacional Parinacota I y II, en la comuna de Quilicura.

El objetivo de este programa es intervenir los conjuntos habitacionales que presentan signos de déficit y deterioro en áreas de vulnerabilidad (hacinamiento, déficit urbano y deterioro físico), pudiendo las familias acceder a soluciones acordes a la nueva política habitacional del Gobierno. Enel Distribución Chile y el SERVIU, acordaron un plan que permitió la normalización de la deuda de esos clientes. Se intervinieron en total 7 blocks en dos etapas, sumando una deuda normalizada de MM$142.

Compromiso con Colaboradores

Con el objetivo de mejorar la calidad de atención del personal comercial, se realizaron una serie de capacitaciones a las empresas colaboradoras, donde el ambiente de capacitación pone foco en la gestión de recursos humanos y endo marketing. Brinda mayores garantías de continuidad de servicio, debido a la exigencia de redundancia tecnológica y doble site de operación, orientadas a fortalecer las habilidades y conocimientos requeridos por la estructura, con una malla transversal de contenidos.

Se generaron acciones orientadas a homogeneizar las herramientas, de forma de propiciar un mejor desempeño de su rol, mediante su crecimiento profesional. El desarrollo de la capacitación, ha implicado la implementación de varios hitos:

- Nivelación: mediante capsulas de aprendizaje en Comunicación Efectiva.
- Retroalimentación
- Análisis de KPI (indicador clave de rendimiento).

Facturación

Procesos de Reliquidaciones de Consumos 2016

Durante 2016 se aplicaron dos procesos de reliquidación, el primero ejecutado entre abril y mayo de 2016, abarcó el periodo de facturación de abril de 2015 a marzo de 2016, lo que significó recalcular más de 20 millones de boletas y facturas de Clientes Masivos y de Grandes Clientes y que se cobró a los clientes en 3 cuotas promedio. El segundo proceso de reliquidación se realizó en septiembre 2016 y abarcó el periodo de facturación de marzo de 2016 a junio de 2016, proceso para el cual se recalcularon 7 millones de boletas y facturas de Clientes Masivos y de Grandes Clientes y cuyas diferencias se cobraron a los clientes mayoritariamente en 1 cuota.

Adicionalmente, durante noviembre de 2016 a solicitud de la Comisión Nacional de Energía (CNE), se realizó por primera vez un proceso de recálculo de las diferencias de facturación entre lo efectivamente facturado y lo que correspondía facturar de acuerdo a los precios de nudo contenidos en los Decretos Supremos N° 8T y N° 9T de 2016, diferencias que serán incluidas en el cálculo de los futuros precios de nudo. Este proceso reemplazará a las anteriores reliquidaciones de consumo que se realizaban directamente a los clientes.

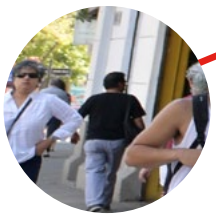
Facturación Clientes Net-billing

La Ley N°20.571 y su respectivo Reglamento, conocida como Ley de Facturación Neta, Ley de NetBilling y Ley NetMetering, tiene por objetivo otorgar a los clientes de las empresas distribuidoras el derecho a generar su propia energía eléctrica, auto consumirla y vender sus excedentes energéticos a las empresas distribuidoras. Esta auto generación se realiza con sistemas de generación basados en Energía Renovables No Convencionales (ERNC) o de cogeneración eficiente, de hasta 100 kW, como por ejemplo, paneles fotovoltaicos.

Para dar cumplimiento a lo establecido en esta Ley se requirió de un trabajo en conjunto y coordinado de un equipo multidisciplinario de las áreas de Network Commercial Operations, ICT Chile y Operaciones Comerciales Market, lo que se tradujo en una serie de modificaciones en los procedimientos administrativos y sistemas informáticos corporativos asociados a los procesos de venta, de lectura y de facturación, para atender y acoger a los clientes que optaran por esta modalidad. A diciembre de 2016, fueron facturados 80 clientes bajo la modalidad de netbilling, de los cuales 74 pertenecen al segmento de clientes masivos y 6 al segmento de Grandes Clientes.

Reconocimiento a la Generación Local (RGL)

Conforme a lo establecido en la Ley Nº 20.928 que establece mecanismos de equidad en las tarifas de servicios eléctricos y al Decreto Suprema 9T, a contar de septiembre 2016 se implementaron y aplicaron nuevas tarifas de suministro eléctrico diferenciadas para los clientes de las comunas de Renca y Til Til en las cuales reconoce un descuento en el precio de la energía de estas comunas, por disponer en sus zonas geográficas de plantas de generación de energía.



Actividades Comerciales

En 2016 se ampliaron las alternativas de contacto entre los clientes y la Compañía, a través de los distintos canales de atención enfocándose principalmente en la línea digital, donde se desarrollaron mejoras en los sistemas de autoatención y autoconsultas. Además, se amplió el plan de visitas de las oficinas móviles a diferentes zonas de Santiago de alta afluencia de público, incorporándose nuevas herramientas tecnológicas para la gestión de los procesos, desarrollando y comercializando a su vez, nuevos productos y servicios, que nos solo generen valor para la Compañía, sino que también aporten en la satisfacción de los clientes.

Lectura por Radiofrecuencia y Clientes Telemedidos

En 2016 se mantuvo el proceso de lectura de medidores mediante Radiofrecuencia (RF), completándose una lectura para 30.606 clientes y un total de 1.320 usuarios cerrados (no leídos), aumentando el número de lecturas mediante este medio respecto al año anterior, lo que da solución al problema de leer los medidores en domicilios sin moradores, pero que permite además disminuir la tasa de accidentabilidad, debido a que esta tecnología logra realizar lecturas a distancia, evitando así el riesgo de realizar lecturas en altura.

En cuanto a los clientes Telemedidos, en 2016 se pudo leer una totalidad de 225.412 usuarios y 890 cerrados. Esta tecnología permite la lectura remota de los medidores y la posibilidad de detectar irregularidades, posibilitando así una rápida solución que permita mantener la excelencia en el servicio.

Oficinas Comerciales

En 2016 se ampliaron las alternativas de contacto entre los clientes y la Compañía, a través de los distintos canales de atención, donde se desarrollaron mejoras en los sistemas de autoatención y autoconsultas.

Además, se amplió el plan de visitas de las oficinas móviles de Enel Distribución Chile a diferentes zonas de Santiago de alta afluencia de público, incorporándose nuevas herramientas tecnológicas para la gestión de los procesos, desarrollando y comercializando a su vez, nuevos productos y servicios, que no solo generen valor para la Compañía, sino que también aporten en la satisfacción de los clientes.

Oficinas	Dirección	Comuna
Independencia	Independencia 1946 Local A y B	Independencia
Nuñoa	Av. Irarrázabal 5462	Ñuñoa
U. de Chile	Avda. Libertador Bernardo O'Higgins 898	Santiago
Mall Plaza Norte	Av. Américo Vespucio N° 1737, local BP-084, Boulevard de Servicios Mall Plaza Norte	Huechuraba
Matucana	Matucana 39	Estación Central
San Ramón	Pedro Aguirre Cerda 9088	San Ramón
Mac Iver	Mac Iver 468	Santiago
Maipú	Avenida Pajaritos 1781	Maipú
Gran Avenida	Gran Avenida 6060 Local 1	San Miguel
Providencia	Providencia 1744	Providencia
La Florida	Avenida Vicuña Mackenna 7249 Local 1	La Florida
Apoquindo	Avenida Apoquindo 6420 Local 2	Las Condes
Oficina Móvil 1	-	-
Oficina Móvil 2	-	-

Actividades Contact Center

Con el objetivo de motivar e incentivar el compromiso del personal de Contact Center, se realizaron diversas actividades en días festivos, los que contaron con una alta participación, tanto de los ejecutivos como del Área Atención Remota, la cual coordinó y gestionó iniciativas asociadas a clima laboral, para fortalecer vínculos con los distintos equipos dentro de la plataforma.

Algunas de estas actividades se muestran a continuación:

- Se realizaron en forma separada e independiente con ambos colaboradores (Konecta y DTS), actividades de clima celebrando los días de la madre, del padre, del niño, fiestas patrias, Halloween, Navidad y el Día del Teleoperador.
- En relación al Programa de Clima Laboral, se implementó en Konecta, por segundo año consecutivo una plataforma virtual con el objetivo de facilitar la construcción de planes de acción, optimizar el control, validaciones y seguimiento a las diferentes iniciativas.
- En el segundo semestre de 2016 se llevó a cabo la Segunda Ceremonia de Reconocimiento a la Calidad de Atención de Clientes, planificada e implementada por Konecta. Dicha instancia buscó destacar a aquellos ejecutivos y supervisores que mejor hayan desarrollado su trabajo durante el año.

Comunidades y Pymes

2016 fue un año de restructuración y ordenamiento en el segmento de Comunidades y PYMES. Se normalizaron y levantaron flujos de funcionamiento para crear procedimientos e instructivos que permitan operar bajo una estructura muy bien definida y aplicada en 2017.

Paralelamente se concretaron 16 iniciativas, principalmente proyectos eléctricos, de eficiencia energética fotovoltaica, centrales térmicas, climatización e iluminación LED. Se destacan 2 proyectos integrales, uno para la Universidad de Santiago y otro para la Senior Suit Ecovida, en los cuales convergen la gran mayoría de nuestros productos y servicios.

Atención al Cliente

Atención Escrita

Durante 2016, el canal de correos electrónicos y formularios Web volvió a posicionarse la plataforma más usada por los clientes, alcanzando 57.519 correos, de los cuales se atendió y respondió un 92% de estos en un tiempo máximo de 24 horas.

Los requerimientos escritos ingresados a la Compañía a través de formulario carta aumentaron en un 5% con respecto al año anterior, alcanzando a diciembre de 2016 un total de 12.084 atenciones. Una de las razones de este aumento es un incremento de interrupciones de suministro a causa de frentes de lluvia y viento que afectaron a la ciudad de Santiago.

El tiempo promedio de respuesta se mantuvo en nueve días en 2016, donde los principales motivos de requerimientos por este medio corresponden a calidad de suministro, facturación y cargos de consumos, entre otros.

Canal Web

Durante 2016, el sitio web de la Compañía www.eneldistribucion.cl continuó consolidándose como uno de los puntos de atención más masivos, dando respuesta a las inquietudes y necesidades de centenares de miles de clientes. Algunas de las mejoras realizadas apuntaron a orientar y atender a clientes que se encuentran con una emergencia eléctrica, facilitar el acceso a contenidos de alta demanda, mejorar la usabilidad de funcionalidades, entre otros.

Redes Sociales

Las redes sociales han sido un pilar fundamental para la comunicación con los clientes, siendo éste, un medio más sencillo, rápido y eficaz al momento de atender los requerimientos de los usuarios y que permite también entregar información simultánea a miles de ellos.

En esta línea, Twitter siguió creciendo en 2016 llegando a los 500.000 clientes. Además, la cuenta @EnelClientesCL recibió el reconocimiento de SocialBakers por ser una de las más dedicadas a sus clientes en Chile. En 2016 se implementó #LUZ, una innovadora forma de informar a los usuarios sobre su número de suministro, dirección, teléfono y estado del servicio, con el fin de lograr una mejor auto atención de manera rápida y segura.

Durante 2016 la fanpage de Facebook "Enel Chile", potenció su sección de preguntas frecuentes al incorporar una plataforma con mecanismos avanzados de entendimiento de lenguaje, haciendo más sencilla la auto atención de los clientes de la Compañía. Durante 2016 la cifra de seguidores ascendió a 40.000, un 100% más respecto al año anterior.

Negocios Clientes Residenciales

Nueva Alianza con Socio para la Promoción y Recaudación de Seguros

En junio, Enel Distribución Chile suscribió un contrato con la Compañía de Seguros de Vida SURA, líder en el mercado nacional y de la región. Esta nueva alianza tiene como objetivo desarrollar y promover la venta de seguros a los diferentes segmentos de clientes de la Compañía, y recaudar en la boleta de suministro las primas de seguros contratados por los usuarios de Enel Distribución Chile.

Durante el primer semestre, se implementó un sistema de venta a través de los módulos comerciales y autoconsulta de las oficinas comerciales, cuya característica fundamental es la evaluación en línea del cliente a través de los sistemas comerciales de atención.

A mediados de junio, se comenzó a ofrecer a los usuarios la contratación de un seguro de desgravamen al solicitar un convenio de energía o financiamiento, teniendo como resultado un aproximado de 2.000 ventas mensuales al cierre de diciembre.

En julio se inició la promoción de un seguro "Vida Protegida" a través del canal telemarketing Outbound, cerrando así 1.740 contratos en 6 meses.

En agosto se inició la promoción de Seguros en oficinas comerciales, llegando a cerrar 236 contratos en 4 meses.

Ventas Asistencia en Oficinas y Telemarketing

Enel Distribución Chile ha realizado diversas acciones para potenciar la venta de asistencias en el canal oficinas comerciales, destacándose las visitas a oficinas, los planes de incentivos tanto para ejecutivos como para supervisores, campañas relámpagos, entre otros. Esto se tradujo en 3.490 ventas por este canal y 6.075 ventas por el canal telemarketing outbound.

Recaudación a Terceros

Recaudación a Terceros es el modelo de negocio implementado en 2015 que permite a Enel Distribución Chile ofrecer a los clientes productos y servicios de otras empresas, los cuales pueden ser pagados a través de la boleta de suministro eléctrico.

Durante 2016 se potenció el ofrecimiento de productos y servicios de terceros a través del canal contact center y se abrieron nuevas plataformas, como oficinas comerciales y puerta a puerta. A través de este modelo se recaudaron ventas de clientes de las empresas GURU y el RASTRO.

Negocio de Climatización

El negocio de climatización eléctrica ha presentado un incremento notorio en los últimos años, en el cual se ha crecido a tasas de sobre el 20%. Cada vez son más los clientes que entienden los beneficios de estos equipos, entregando mayor confort a un menor costo y de manera más eficiente que a través de otros medios.

Durante el invierno 2016 se impulsó la venta de equipos de aire acondicionado tipo Split muro, equipos con alta eficiencia, cero contaminación intradomiciliaria y con la dualidad en el uso, dado que enfrían y calefaccionan (dos soluciones en uno), además de la seguridad que brindan.

En ese sentido, se apoya el plan de descontaminación impulsado por el Ministerio del Medio Ambiente para desincentivar el uso de la leña como alternativa de calefacción y migrar hacia energía limpia y renovables, a través de la tecnología de bomba de calor que caracteriza este tipo de soluciones. Se seguirá en esta línea con la finalidad de bajar los índices de contaminación tanto en Santiago como en regiones y contribuir de forma positiva a estas iniciativas de gobierno.

Respecto a la campaña de aire acondicionado de 2016, se puso a disposición de los clientes equipos de la más alta calidad, continuando la alianza con Anwo, enfocados 100% a equipos tipo ecológico, apuntando a la eficiencia y cuidado del medio ambiente.

Adicionalmente continuamos con nuestra marca propia "Prátil", destacando nuevamente el modelo Omninet con tecnología de comunicación por radiofrecuencia entre los equipos, que permite tener un control centralizado de estos, marcando una ventaja competitiva en el mercado.

CRM (Customer Relationship Management)

El proyecto CRM iniciado en 2016, consiste en la transformación digital de la plataforma tecnológica para la atención de clientes de Enel Distribución Chile, basada en una plataforma de clase mundial "CRM Salesforce" que introduce las mejores prácticas para estandarización y automatización de los procesos.

En de 2016, se implementó con éxito la nueva plataforma CRM Salesforce para la atención de emergencias eléctricas asociada a los clientes de la zona de concesión de Enel Distribución Chile. Se destacan como principales beneficios la automatización de los procesos de atención, la mejora de la calidad de la información que se obtiene de los procesos de "front y back office", la integración efectiva de todos los canales a la plataforma, incluidos los canales digitales (redes sociales, IVR), permitiendo a los equipos comerciales contar con una visión completa del historial del cliente y todas sus interacciones con la empresa, generando alertas para el seguimiento junto a una atención y respuesta más efectiva a los clientes.

Implementación de salesforce para emergencia

El 1 de abril de 2016 se implementó Salesforce como sistema de atención de clientes para el skill de emergencia del callcenter. Una de las potencialidades de esta aplicación "cloud" es la visión 360° de cada una de las atenciones, además de incluir una capa de reportes e informes modificables que ayudan al seguimiento y control del servicio. Varios de los procesos, antes manuales, se incluyeron como parte integral de la atención, principalmente las validaciones de supervisores y analistas.

Salesforce además ha servido como pilar para la integración de los canales digitales y automatizados (Twitter, Facebook, Web, APP, IVR) sumando esta información a la visión integral de canales y sus atenciones.

Implementación de IVR

A fines de julio de 2016 se implementó IVR con el fin de aumentar la cantidad y tipos de atenciones a través de una herramienta automatizada. El IVR es la primera línea de atención en el callcenter y atiende tanto temas comerciales (consultas de saldo, información sobre tarifas, dirección y horarios de oficinas) como técnicos (falta de suministro), privilegiando la autoatención.

Grandes Clientes

Traslado de Redes

Los ingresos alcanzados por negocios asociados a la actividad de infraestructura pública llegaron a MM$13.100. Entre los principales proyectos se encuentran: Autopista Aconcagua, corredor Transantiago Vicuña Mackenna, nodos de La Florida, mejoras en Costanera Norte y obras para el Municipio de Las Condes, entre otros.

Renovación Contratos Libres

Durante 2016 se realizaron exitosamente renegociaciones de contratos de suministro de energía y potencia con diversos clientes no regulados, dentro y fuera de la zona de concesión de la Compañía. Los contratos renovados equivalen aproximadamente a 1.031 GWh/año.

Oferta Potencia Invierno (OPI)

El objetivo de este producto es disminuir o aplanar la demanda entre abril y septiembre, es decir, durante el "período punta" que corresponde a los meses en los cuales el sistema energético de la zona de concesión está sometido a una mayor demanda. Es por eso que durante 2016 se firmaron contratos OPI con 238 clientes por una potencia total de 172 MW, lo que significó ingresos por aproximadamente MM$4.360.

Proyectos Eficiencia Energética

"Full Electric" y "Solar Electric"

Los proyectos "Full Electric" consisten en el uso de equipamiento eléctrico en todas las instalaciones dentro de un departamento, utilizando dispositivos de alta tecnología y eficiencia.

Los departamentos "Full Electric" incluyen equipamiento de cocina, solución de agua caliente sanitaria y sistema de calefacción. Por otro lado, "Solar Electric" consiste en una solución para el calentamiento de agua y fluidos a través de un mix solar – eléctrico, ambas energías respetuosas con el medio ambiente.

La implementación del sistema Full Electric de Enel Distribución Chile, sumado a la aplicación de la Tarifa Horaria Residencial Plus (THR Plus), que tiene un valor diferenciado del kWh, permite alcanzar descuentos de hasta un 30% en ciertas horas del día.

Además de alcanzar importantes ahorros, los beneficios de los departamentos 100% eléctricos es que operan en base a una energía limpia, que no produce combustión, elimina la contaminación intradomiciliaria, aumenta la eficiencia energética y concentra todos los servicios básicos de un hogar en una sola cuenta de energía. Durante 2016 se firmaron diversos acuerdos "Full Electric" con inmobiliarias. Entre ellas se encuentran: SuKsa, Hogares, Euro, Ictinos, Cidepa, Sinergia y Fundamenta, entre otras. En el mismo período las ventas de este producto inmobiliario alcanzaron los MM$ 2.500 aproximadamente.

Durante 2016 los departamentos "Full Electric" representaron el 41% del mercado de departamentos nuevos construidos en Santiago. De esta manera, a diciembre 2016, existen alrededor de 110.500 departamentos "Full Electric" en la Región Metropolitana, principalmente en las zonas de Santiago Centro y Centro Oriente.

Proyectos de Eficiencia Energética en Hospitales

Dentro del proceso de licitación realizado por la Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE), Enel Distribución Chile se adjudicó dos proyectos en hospitales de alta complejidad. En ambos se ejecutaron centrales térmicas, de acuerdo a lo solicitado por cada centro asistencial.

Los recintos adjudicados fueron el Hospital de Castro y el Hospital Clínico Regional de Concepción, Dr. Guillermo Grant Benavente. Esto significó ingresos aproximados por MM$75.

Proyectos con Energía Solar

Solar Fotovoltaico

Durante 2016 se implementó exitosamente un programa para masificar la venta de kits fotovoltaicos a clientes residenciales dentro de la Región Metropolitana. Mediante una estrategia junto a los colaboradores de la Compañía y capacitándolos en esta tecnología se logró llegar a precios similares a los que hoy existen en Alemania para potencias entre 1 y 5 kWp.

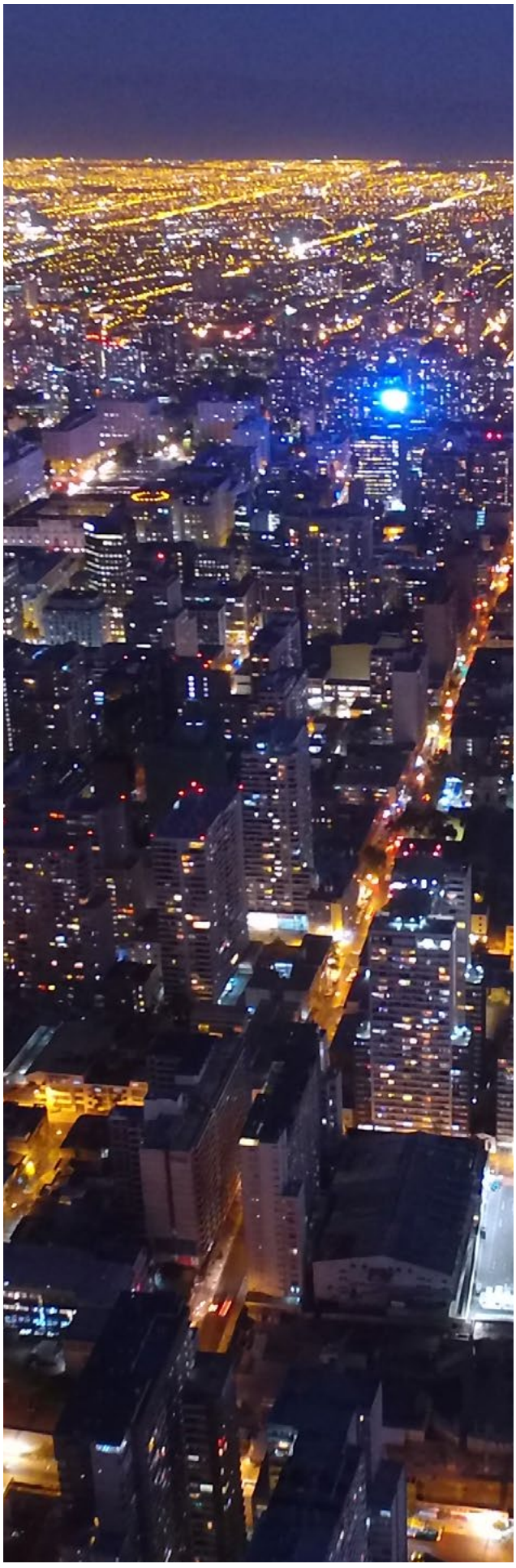
A lo largo del año, y específicamente en el último cuarto, se lanzó el piloto al público residencial, obteniendo un récord en ventas de kits. El modelo utilizado fue desarrollar una oferta de soluciones paqueteadas de 1, 2 y 3 kWp, incorporando una solución que incluyera equipos e instalación, llegando de esta forma a precios muy atractivos. Lo anterior, permitió alcanzar en solo tres meses una venta total de 40 kits, el mayor número de ventas, desde que se puso en marcha la ley de Netbilling, sumando 92 kWp en clientes residenciales.

Asimismo, y con la buena oferta diseñada, es que Enel Distribución Chile se adjudicó por segundo año consecutivo 2 licitaciones del Programa Techos Solares Públicos del Ministerio de Energía, en las localidades de Peñaflor y Calama. Durante 2016, se completó la ejecución de los proyectos de Cauquenes y Parral, también del Programa Techos Solares Públicos, los cuales fueron terminados en conformidad y con inauguración del entonces Ministro de Energía, Máximo Pacheco.

Proyectos Inmobiliarios

Durante 2016 hubo una gran actividad en torno a los productos y servicios inmobiliarios. De esta manera, se vendieron más de 45.090 nuevos empalmes, generando un nivel de ingresos levemente superiores a los del año anterior. Esto, gracias a la permanente preocupación de Enel Distribución Chile por entregar una oferta integral con mayor valor agregado para el segmento inmobiliario, abarcando una mayor cantidad de servicios.

Entre los productos y servicios del área inmobiliaria se encuentran: servicio integral de conexión a la red de distribución. Esto incluye: traslado de redes, empalmes de faena/definitivo, ducto barra, medidores, etc, además de la entrega de otros servicios de eficiencia energética como sistema de agua caliente sanitaria, equipamiento "Full Electric".



Unidad Gestión Reclamos e Información con la Autoridad

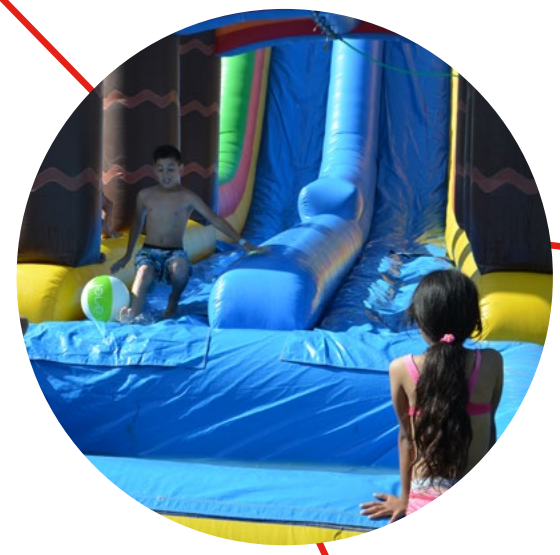
Durante 2016 se recibieron 5.110 reclamos desde la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), lo que significa un incremento de un 11% respecto al año anterior.

Dicho aumento se explica debido un mayor número de casos ingresados por clientes asociados a facturación y otros motivos de traslado, como calidad de suministro, disciplina de mercado y ventas tradicionales.

Por otro lado, a través del Servicio Nacional de Consumidores (SERNAC), se ingresaron 1.726 reclamos, lo que representa una disminución de un 9% respecto al año anterior. Los motivos más relevantes son calidad de suministro, facturación, lectura y disciplina de mercado.

Enel Distribución Chile, como empresa integrante de la Asociación de Empresas Eléctricas, participa en la mesa de trabajo de Estandarización de Procesos, compuesta por la SEC y la Escala de Evaluación de la Actividad Global (EEAG). En esta mesa se están levantando las tipologías de reclamos definidas por la autoridad, con el objetivo de unificar criterios en la atención y la resolución de los casos.

Actualmente Enel Distribución Chile cuenta con tres procesos aprobados por la SEC: artefactos dañados, deuda no radicada y consumos no registrados.



Compromiso con la Sociedad

Muchas son las iniciativas que Enel Distribución Chile desarrolla desde hace años en el marco de su política de sostenibilidad, las cuales ya forman parte de la agenda anual de las comunas en las que la Compañía presta servicio.

Convivir en armonía con la comunidad y comprometerse con su desarrollo social y cultural ha sido un objetivo permanente de Enel Distribución Chile. Para ello, ha desarrollado importantes proyectos sociales, educativos, culturales, recreacionales y deportivos, que tienen un impacto directo en miles de personas cada año.

Las iniciativas que implementa Enel Distribución Chile van en dos líneas de acción. El primero es el llamado al "Consumo Responsable", que está relacionado con el uso eficiente de la energía eléctrica, pero también con la responsabilidad que las personas deben tener respecto a la utilización de ésta para su propio autocuidado. Campañas de bien público como "Volantín Seguro" o "Navidad Segura", son algunas de estas acciones.

El otro foco tiene relación con el "mejoramiento de la calidad de vida de las personas". Aquí destaca el programa de "recuperación de espacios públicos e iluminación de multicanchas", la "Copa Enel", "Parque Enel" y otras actividades relacionadas con el mejoramiento de la educación, del entorno social, económico y medioambiental.

Comunidad

Programa de Iluminación de Multicanchas

En 2016 la Compañía dio continuidad a uno de sus proyectos emblemáticos, que lleva 22 años implementándose, enfocado a recuperar espacios públicos en las distintas comunas donde presta servicio, a través de la iluminación de multicanchas. Este año se iluminaron 2 nuevas de estos espacios en Peñalolén y Ñuñoa, respectivamente.

Enel Distribución Chile entrega, instala y mantiene un completo sistema de iluminación para cada multicancha, ubicadas principalmente en barrios con mayores carencias sociales, abriendo un espacio de esparcimiento para la comunidad y su entorno. A la fecha, la Compañía ha iluminado 173 multicanchas.

Copa Enel

En 2016 se realizó la decimoquinta versión de la Copa Enel, torneo de "baby fútbol" infantil que congrega a las 33 comunas de concesión de Enel Distribución Chile. Se disputa en las mismas multicanchas iluminadas por la Compañía, a través de su programa de Recuperación de Espacios Públicos.

Esta iniciativa busca fomentar el deporte y vida sana, además de reforzar valores como la integración y superación de quienes participan en esta iniciativa que alcanza a todo el entorno de las multicanchas de los barrios favorecidos por la iluminación de las mismas, convirtiéndose éstas en puntos de encuentro y recreación familiar. A la fecha, han participado en el certamen más de 100.000 niños y niñas de la Región Metropolitana.

En 2016, Independencia fue la comuna que se proclamó campeona del certamen, en ambas categorías, obteniendo el tradicional premio, consistente en un viaje a Italia, acompañados por el ex capitán de la Selección Chilena, Iván Zamorano, ocasión en la que los ganadores se enfrentaron a la sub 13 del Inter de Milán. Por su parte, las mujeres, también representantes de Independencia, viajaron a Río de Janeiro, Brasil.

Educación

Enel Distribución Chile trabaja para contribuir a mejorar la calidad de la educación del país, a través de iniciativas que fomentan la capacitación de niños, jóvenes y adultos en los ámbitos eléctricos y cuidado del medio ambiente.

Inmerso en este proyecto, se encuentra la Pasantía Docente, iniciativa que perfecciona a profesores de la especialidad electricidad de diversos liceos técnico-profesionales del país, de manera que estos puedan traspasar de mejor manera sus conocimientos a sus estudiantes. A la fecha, este programa ha beneficiado a 113 profesores de 56 establecimientos educacionales de enseñanza media técnico profesional e instituciones de educación superior del área eléctrica de 32 comunas del país.

Otra iniciativa es la "Cátedra Enel", proyecto emblemático orientado a formar linieros para trabajar en la red de distribución, bajo estándares de excelencia y seguridad operativa. A la fecha, han participado 865 estudiantes de 5 liceos técnicos profesionales del área de concesión.

Cultura

Parque Enel

Con el objeto de entregar un espacio de recreación, entretenimiento y bienestar en distintas comunas de la Región Metropolitana, e inaugurando los panoramas gratuitos de verano para Santiago, Enel Distribución Chile realiza "Parque Enel", una alternativa para las familias que no tienen la posibilidad de salir de la capital durante sus vacaciones.

Contempla diversas actividades como tobogán de agua y juegos húmedos, estaciones de bloqueo solar, zonas de descanso, primeros auxilios, hidratación, monitores y un sector de entretención, que cuenta con distintos talleres de manualidades para padres e hijos.

Con esta actividad se entrega la posibilidad de pasar unas buenas vacaciones sin que éstas estén condicionadas a un tema económico, sino por las ganas de disfrutar en familia en un espacio seguro, de entretención y gratuito.

Redes de Valor

Consejo Consultivo del Consumidor

Se creó en 2005 con el objetivo de establecer una relación más directa y transparente entre la empresa y sus clientes, reconociendo el valor de la sociedad civil organizada.

A nivel empresarial chileno, fue la primera experiencia exitosa de diálogo entre una compañía de servicio y asociaciones de consumidores, en la que el Servicio Nacional del Consumidor (Sernac) actúa como garante del diálogo.

En 2016 el Consejo Consultivo sesionó en tres ocasiones, para analizar temas relacionados con la contingencia de la operación, los proyectos de Enel Distribución Chile y dar curso a las inquietudes de clientes canalizadas por las organizaciones participantes (Organización de Consumidores y Usuarios de Chile, Odecu y la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile, Conadecus).

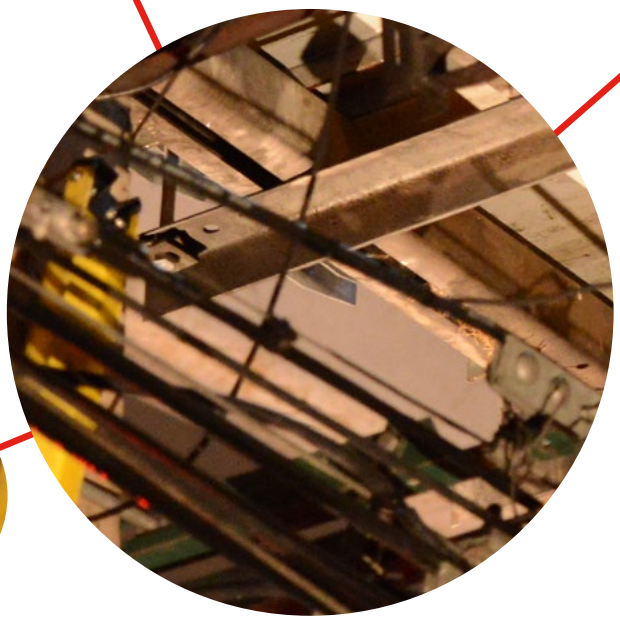
Enel en Tu Barrio

Enel en tu Barrio es un programa de relaciones comunitarias que nació en agosto de 2010 con la finalidad de establecer una relación directa, cercana y permanente con los clientes, vecinos y consumidores, de manera de transparentar la información relativa al negocio eléctrico, sensibilizar respecto del rol de los consumidores y atender de manera eficiente y oportuna sus necesidades, no sólo como usuarios, sino como vecinos y ciudadanos.

Se materializa a través de la ejecución de un conjunto de iniciativas de vinculación y diálogo, entre las que destacan; "PlayEnergy", programa educativo que tiene como finalidad, acercar a los niños al mundo de la electricidad, eficiencia energética y cuidado del medio ambiente. La iniciativa también contempla talleres en organizaciones comunitarias y para bomberos, carabineros y municipios, en temas de redes de distribución eléctrica y prevención de accidentes eléctricos.También se coordinan y gestionan atenciones de las oficinas móviles de Enel Distribución Chile en los sectores más vulnerables de las comunas del área de concesión, otorgando una atención integral en que los vecinos pueden realizar pagos de cuentas, convenios de pago, asesoría comercial; entre otros servicios.

Entre enero y diciembre de 2016, el programa "Enel en tu Barrio" benefició a 125.184 clientes. A la fecha, desde que comenzó en 2010, ha favorecido a 677.173 personas, con un total de 2.708.692 beneficiados indirectos.

Cabe destacar, que para implementar este programa, se han establecido importantes alianzas con la Organización de Consumidores y Usuarios de Chile (ODECU); la Corporación Nacional de Consumidores y Usuarios de Chile (CONADECUS).



Actividades Operacionales

Para satisfacer la creciente demanda de energía de la ciudad de Santiago, Enel Distribución Chile destinó una inversión de $81.133 millones (en un completo plan de obras destinados a satisfacer la demanda de energía eléctrica, la conexión de nuevos clientes y mejorar el área de servicio) orientada a la ejecución del "Plan de Obras", que permitió la conexión de nuevos suministros y mejoras al servicio eléctrico.

Nuevas Tecnologías

Uno de los más grandes éxitos de la empresa en 2016 fue el logro del objetivo trazado para la instalación de 50.000 medidores inteligentes en Santiago, el cual se constituyó como un verdadero hito y en el inicio del cambio de paradigma de la distribución eléctrica en Chile y en Sudamérica.

Por medio de esta tecnología, los clientes comenzaron a percibir los principales beneficios del proyecto, tales como la lectura a distancia, que da más comodidad y seguridad en el hogar; la autogestión del consumo eléctrico, con la posibilidad de acceder a tarifas flexibles y diferenciadas por tramos horarios; y puesto que el nuevo medidor es bidireccional, se puede optar a vender la energía excedente del hogar si el cliente dispone de sistemas de autogeneración fotovoltaica con paneles solares. También se podrán alcanzar mejoras en la calidad del servicio eléctrico, al contar con un monitoreo permanente y alertas que da el sistema de administración central del parque de medidores.

En cuanto a las realizaciones técnicas, durante 2016 se realizó el término de importantes obras con el fin de satisfacer los crecientes requerimientos de demanda de nuestros clientes. Destacan en este aspecto la puesta en servicio de tres nuevas unidades de transformación AT/MT en el sistema: la Subestación Lo Boza, la Subestación Andes y finalmente, la S/E Chacabuco.

En cuanto a las líneas de subtransmisión se realizaron dos obras que consistieron en el refuerzo de la Línea (110 kV) Tap Altamirano, y el refuerzo de la Línea (110 kV) en Espejo - Ochagavía, tramo Espejo - Tap Cisterna.

En redes de Media Tensión (MT) se construyeron cuatro nuevos alimentadores: el Alimentador Monckeberg - S/E La Reina (12 kV), Alimentador Talladores - S/E Macul (12 kV), Alimentador Angamos - S/E Cisterna (12 kV) y el Alimentador Neruda - S/E Bicentenario (12 kV).

Con respecto a la automatización de la red M.T. se incorporaron 500 equipos nuevos al telecontrol de la red de Media Tensión, junto a las adecuaciones de red necesarias, en un plan acelerado de trabajo que condensó en un año la actividad normal de seis años. Lo anterior, permitió aumentar de 700 a cerca de 1.200 equipos de telecontrol operativos desde el Centro de Operación de la Red.

Redes Inteligentes

Automatización de la Distribución

- Se agregaron 500 equipos de telecontrol a la red de Media Tensión, con lo que el parque total de equipos operados desde el Centro de Control bordea actualmente las 1.200 unidades.
- Se implementó la segunda etapa del Sistema de Telecontrol de la Media Tensión (STM), correspondiente a un SCADA dedicado para el Control y Supervisión remoto de los equipos de telecontrol instalados en la red.
- Se instaló y dejó operativa una plataforma de telecomunicaciones propietaria empleando tecnología DMR (Digital Radio Mobile), destinada a mejorar la disponibilidad y cobertura de equipos de telecontrol, correspondiendo a la primera en Chile y entre las empresas del Grupo en Latinoamérica.
- Se implementó la primera etapa de actualización de dispositivos de telecomunicación asociados a equipos de telecontrol MT instalados en terreno, incorporando tecnología 3G y DMR, cubriendo sobre 200 equipos con esta nueva tecnología.
- Se desarrollaron 14 procedimientos de trabajo que abarcan diferentes tópicos que conlleva el desarrollo, implementación, operación mantenimiento de los equipos y plataformas de sistemas y telecomunicaciones asociados al telecontrol MT.
- Se realizaron capacitaciones al personal interno y externo a nivel de instalación, configuración, operación y mantenimiento.
- Lo anterior, sumado a otras iniciativas asociadas, están permitiendo a los clientes disfrutar de un nivel de calidad de servicio de alto estándar y nivel internacional en la duración de las fallas.

Generación Distribuida en Media y Baja Tensión

Las nuevas tecnologías de generación limpias y renovables, distribuidas a nivel de media y baja tensión, representan un aporte importante para la sociedad en términos de reducción de CO2 y de abrir nuevas oportunidades de fuentes energéticas.

La Ley 20.571 y sus reglamentos establecen las condiciones y el proceso mediante el cual los clientes de Enel Distribución Chile pueden instalar y conectar a la red sus propios equipos de generación (hasta 100 kW). En el marco de esta Ley, hasta 2016 se ha logrado la conexión de 96 proyectos, que en total suman 966,36 kWp de capacidad instalada.

En el caso de los proyectos de PMGD, en 2016 se pusieron en servicio dos proyectos que en total suman 290 kWp de capacidad instalada. Sin embargo, ya cuentan con autorización técnica para conectarse más de 25 proyectos que suman más de 90 MW de capacidad.

Monitoreo en Subestaciones de Interconexión

En el presente año se efectuó el monitoreo diario a través de Telemedición de gases temperatura y humedad de los Transformadores de las SS/EE Cerro Navia, Los Almendros, Buin, Brasil, Lord Cochrane, El Salto, Vitacura, Chena, Lampa, Santa Raquel, Macul (unidad 6), Cisterna (unidad 3), San Cristóbal y El Manzano alcanzando 11.665 registros efectuados.

Proyecto Smart Meters

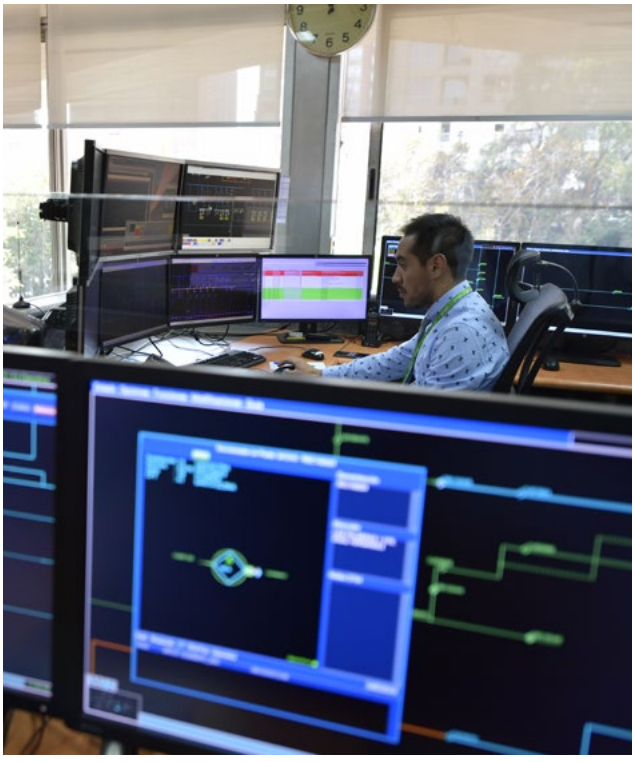
Durante 2016, se desarrolló exitosamente la primera fase del proyecto "Medición Inteligente" que contemplaba el recambio de 50.000 nuevos medidores. La solución compuesta por nuevos equipos de medida, concentrador de datos, infraestructura de telecomunicaciones y sistemas centrales, permite una gestión remota y automatizada de los medidores mediante un flujo bidireccional de información por las redes eléctricas, contribuyendo a mejorar la confiabilidad, seguridad y calidad de servicio en beneficio de todos los actores del sistema eléctrico y en especial de los clientes.

El Grupo Enel dispone, desde hace más de 15 años, de más de 40 millones de medidores inteligentes instalados y operativos en el mundo, especialmente en Italia y España. En Chile, esta renovación tecnológica significó el recambio de 55.257 medidores, la instalación de 435 concentradores y una sala para la operación del Sistema Central, en las 10 comunas seleccionadas: La Florida, Independencia, Macul, Ñuñoa, Providencia, Vitacura, Santiago, Las Condes, La Reina y Estación Central.

La solución de Medición Inteligente permite, dentro de otros beneficios:

- Gestionar los consumos del cliente en forma remota (a distancia) y automática, favoreciendo la comodidad, seguridad y medición exacta del consumo de energía eléctrica.
- Más y mejores servicios, donde el cliente contará con mayor información de sus consumos por tramos horarios, lo que le permitirá gestionar y hacer más eficiente en el uso de la electricidad. Además, podrá vender su energía excedente a la distribuidora, si dispone de generación con paneles solares.

Cabe destacar que previo a su ejecución, el proyecto fue presentado a todas las autoridades de gobierno y organizaciones respectivas, como también a las autoridades municipales de las comunas consideradas, lográndose el objetivo trazado para 2016 de instalar más de 50.000 nuevos medidores.



Plan Integral de Calidad

La calidad de servicio es el eje central de la planificación estratégica de la Compañía, para lo cual se desarrolló un programa enfocado en la excelencia operativa, a través del Plan Integral de Calidad, que involucra proyectos en las redes de alta, media y baja tensión.

Indicadores de Calidad

Con la finalidad de mejorar la gestión de continuidad de suministro alcanzada en 2015, durante 2016 se trabajó de forma adicional en la mejora de los indicadores de calidad que dicen relación directa con las afectaciones a clientes y usuarios finales. Esto significó abordar no sólo los requerimientos normativos, que apuntan a parámetros de infraestructura de la red, sino también aquellos que involucran a los clientes directamente, y que son de uso más habitual en legislaciones europeas, relativas a la satisfacción de los clientes.

Enel Distribución Chile incorporó como referencia el indicador SAIDI para efectos de sus proyectos en redes, lo que considera evaluar la calidad del suministro desde la perspectiva del cliente, como lo ha estado requiriendo y señalando últimamente la autoridad SEC, misma que está trabajando en la emisión de una nueva normativa.

En 2016 se trabajó reforzando los planes de mejora para las redes de Media Tensión, focalizando actividades de registros de termografía, poda de árboles, ganchos y ramas; y desde la perspectiva del crecimiento vegetativo de la demanda, se construyeron nuevos alimentadores con lo que se incorporó equipamiento para segmentación y automatización de la red.

Se incorporaron además proyectos focalizados en las redes de Baja Tensión, que principalmente consideraron el cambio del sistema de distribución en zonas de fallas más reiteradas. Si bien es cierto que existieron eventos puntuales, ajenos a la gestión sobre la red eléctrica, que provocan la indisponibilidad del servicio más allá de las expectativas de algunos usuarios, el balance que se realizó fue muy positivo desde el punto de vista de impacto sobre clientes. Esto último ratifica las mejoras obtenidas en los indicadores SAIFI y SAIDI, los cuales miden la frecuencia y tiempo respectivamente, que se vieron disminuidos en forma importante gracias a los proyectos desarrollados en los últimos años.

En síntesis, la gestión alcanzada en 2016 se muestra en los indicadores que reflejan las acciones efectuadas sobre las redes, como los son el SAIFI (indicador internacional que representa la frecuencia de interrupción por cliente en un periodo de 12 meses, a causa de incidencias en las redes de distribución), el SAIDI (indicador internacional que representa el tiempo de interrupción por cliente en un periodo de 12 meses, a causa de incidencias en las redes de distribución), el TTIK (indicador normativo que representa el tiempo promedio de interrupción por capacidad instalada en la red eléctrica de distribución, en un período de 12 meses) se observan en la siguiente tabla:

Indicador	2014	2015	2016	Variación
SAIFI (veces) (Frecuencia de Interrupción por cliente)	1,55	1,48	1,34	-9,5%
SAIDI (minutos) (Tiempo de Interrupción por cliente)	242	225	207	-8,0%
TTIK (horas) (Tiempo Total de Interrupción por kVA)	2,46	2,57	2,5	- 2,72%

Desde la perspectiva de redes de media y baja tensión (distribución), se verifica una disminución de los indicadores de continuidad asociados tanto a clientes como infraestructura (capacidad instalada). Ello, a pesar de una mayor actividad en redes, motivado por el proyecto de telecontrol y operaciones en la red por condiciones climáticas adversas durante 2016. La segmentación y automatización de la red claramente generan beneficios positivos desde la perspectiva de la continuidad, y ello se refleja de manera importante desde la perspectiva de los clientes.

Plan de Inversiones Calidad 2016

Con el fin de mejorar la continuidad de suministros, durante 2016 se actuó sobre un total de 69 alimentadores, tomando como base la situación de indicadores de continuidad de 2015. La selección de estos alimentadores obedece a la aplicación de ciertos criterios, entre ellos: cantidad de clientes involucrados, indicador de continuidad según normativa local chilena, indicador de continuidad referido a clientes (utilizado internacionalmente, y con aplicación en marcha blanca por parte de la autoridad chilena SEC) y reiteración de eventos durante 2015.

La evolución de indicadores para los últimos dos años (excluidos los eventos de desconexión programada para realizar las mejoras y readecuaciones) es la que se presenta a continuación:

Indicador	FMIK		TTIK	
	(I-DP) Ene-Dic15	(I-DP) Ene-Dic16	(I-DP) Ene-Dic15	(I-DP) Ene-Dic16
AERÓDROMO	3,22	0,63	3,85	1,35
AGUAS CLARAS	2,83	7,63	4,51	14,76
AGUIRRE LUCO	1,82	0,23	2,65	0,79
ALASKA	2,16	0,88	7,46	3,35
ANUNCIACIÓN	1,32	0,41	5,04	1,64
ARAUCARIAS	0,55	0,00	0,54	0,00
ASCOTAN	0,53	0,20	1,55	0,45
BATUCO	2,91	5,66	8,02	11,52
CANAVERAL	2,73	2,29	5,02	2,66
CAPITANIA	1,03	0,08	2,93	0,20
CARDENAL CARO	2,44	0,46	3,18	2,43
CARVALLO	2,16	0,43	3,25	0,92
CHAMISERO	4,32	3,30	8,11	2,73
CHICUREO	2,94	1,39	7,00	4,66
CHORRILLOS	4,06	4,10	9,33	7,58
COLINA	2,46	2,65	8,53	3,62
CORPORACIÓN	5,76	1,87	7,34	2,69
DEPARTAMENTAL	0,08	0,09	0,33	0,43
DIAMANTES	2,18	2,38	2,68	3,21
ECHEVERS	1,21	1,54	1,25	1,88
EL ALBA	1,32	0,65	1,82	1,15
EL ARRAYÁN	2,25	0,48	7,48	0,78
EL CORTIJO	1,12	0,45	1,69	3,00
EL PARRÓN	4,10	1,21	4,84	1,30
EL VALLE	3,16	4,81	12,01	11,09
ESPOZ	0,18	2,11	0,43	1,38
FRESIA	0,81	0,05	2,12	0,01
GRANADA	1,32	0,22	3,35	1,29
HUECHURABA	2,13	1,18	1,95	1,08
JOSE ARRIETA	4,07	0,27	6,50	1,04
LA GRANJA	2,10	0,58	6,32	2,35
LA POSADA	0,10	1,31	0,29	2,77
LAS ENCINAS	2,95	5,99	5,07	8,84
LAS FLORES	1,62	0,13	2,34	0,68
LAS HUALTATAS	6,43	1,67	9,33	4,95
LAS LOMAS	4,22	1,09	2,98	1,89
LAS REJAS	0,14	0,27	0,30	1,55
LIBERTADORES	6,32	2,84	6,76	8,23
LIRA	0,13	1,52	0,34	1,20
LIRAY	3,68	5,49	3,66	8,81
LO PINTO	2,94	0,98	7,96	1,14
LOS AROMOS	1,16	0,30	2,58	1,15
LOS BOLDOS	0,53	5,86	1,78	9,96
LOTA	1,41	0,02	1,97	0,01
MALBEC	1,86	1,13	3,17	1,65
NOVICIADO	1,23	0,38	3,41	0,34
OSSANDÓN	3,50	0,17	4,40	0,84
PASTEUR	0,05	0,09	0,13	0,12
PINCOYA	0,59	1,07	1,45	1,54
POLPAICO	4,08	0,54	12,01	0,47
PORTEZUELO	4,47	1,95	6,99	3,93
PUDAHUEL	0,28	0,91	0,82	2,97
RABAT	0,33	0,37	1,00	0,56
RAMON CRUZ	2,51	0,09	9,10	0,38
ROJAS MAGALLANES	6,23	1,26	10,17	0,88
RUNGUE	2,25	3,73	12,50	10,27
SAN CARLOS	0,34	0,71	0,50	0,50
SAN JORGE	0,38	1,16	1,04	2,37
SAN PABLO	1,58	0,98	2,28	2,51
SANTA ESTER	2,92	1,07	3,68	4,59
SANTA MARIA	2,52	1,05	3,84	0,89
SENDERO	2,09	0,36	3,97	0,52
SINFONIA	1,19	0,75	0,77	1,57
TALAVERAS	1,03	0,25	0,98	0,82
TALCAHUANO	3,45	3,88	6,98	7,45
URIZAR	0,08	1,14	0,14	2,29
VALDOVINOS	2,65	0,57	3,15	1,67
VICTORIA	3,28	0,52	8,88	0,86
YARUR	0,90	1,39	1,28	1,00

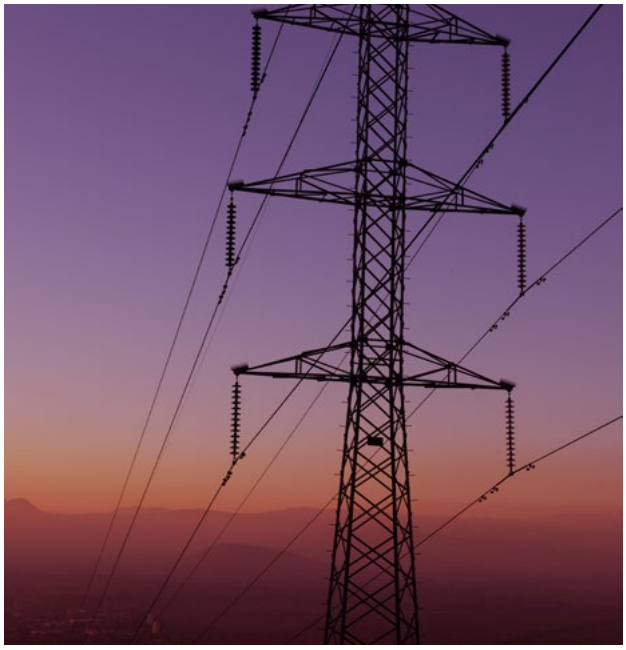
Nota: (I – DP) implica considerar solo la afectación por fallas y la contabilización de causas imputables normativamente.

Plan Integral de Calidad en Alta Tensión

Este plan, que se aplica tanto a líneas de transmisión como a Subestaciones de Poder Alta Tensión, está basado principalmente en los siguientes ámbitos de acción:

Plan de Mantenimiento Integrado (PMI) Alta Tensión

Corresponde al mantenimiento regular que se realiza anualmente a las instalaciones de líneas de transmisión, Subestaciones de Interconexión y Subestaciones de Poder, incluyendo en estas últimas las especialidades de transformadores, equipos de maniobra, protecciones, controles y mantenimiento menor de subestaciones. Todo ello de acuerdo a los criterios de periodicidad y alcance que Enel Distribución Chile ha definido según el tipo de instalación. Este plan en 2016 superó las 3.060 órdenes de trabajo.



Plan Especial de Mantenimiento Alta Tensión

Considera la ejecución de una serie de actividades de mantenimiento, con foco en aquellas instalaciones de mayor riesgo, las que son definidas en función del Plan Maestro de Obras anual y de las condiciones de riesgo operativas internas y externas. Este plan, que también se subdivide en subestaciones y líneas de transmisión, contempló para las subestaciones, entre otras, las siguientes acciones:

- Termografías de instalaciones con la inclusión desde este año de los gabinetes y paneles de control.
- Monitoreo de gases online.
- Monitoreo de transformadores más críticos.
- Cromatografía de gases y sellado del paso de cables MT en celdas.
- Lavado de aislación en subestaciones con altos índices de contaminación.
- Revisión de ajustes y coordinación de protecciones.
- Sellado de paso de cables MT en celdas.

Para las líneas de transmisión se realizaron las siguientes acciones:

- Inspecciones termográficas y pedestres.
- Inspecciones con escalamiento.
- Reemplazo de aislación convencional por polimérica.
- Poda especial en líneas radiales.
- Inspecciones de cámaras y trazado del cable metro.
- Reemplazo de aislación convencional por polimérica
- Poda especial en líneas radiales .
- Inspecciones de cámaras y trazado del cable metro.

Plan Integral de Calidad Media Tensión

Esta iniciativa considera el desarrollo de una serie de proyectos e iniciativas que se ejecutan anualmente, y que son adicionales a las labores y tareas habituales en la gestión operativa y de mantenimiento de redes, las mismas que poseen un foco en aquellos alimentadores que presentan indicadores de continuidad más elevados que la media, o bien que durante el año en ejercicio presentaron eventos e incidencias cuyas interrupciones pudieron ser reiteradas, causando además efectos mediáticos en la opinión pública.

Conforme a lo anterior, el Plan Integral contempla planificar, coordinar y gestionar los recursos tanto desde la perspectiva de los trabajos programados por crecimiento de la red y necesidades de clientes, como la gestión sobre fallas intempestivas que puedan provocar perturbaciones o interrupciones a usuarios y clientes finales.

Desconexiones Programadas

La desconexión programada es un componente importante en los indicadores de calidad, tanto en la frecuencia como en la duración. Para su reducción se han implementado una serie de acciones, entre las que se destacan:

- Utilización de "Cable Minero" para trabajos programados en media tensión.
- Aumento trabajos con cuadrillas de líneas energizadas.
- Mejoras en Sistemas Técnicos (Scada-GCore-Evolutivos SDA).
- Estandarización de los tiempos medios de descargos programados.
- Reducción de impacto de zonas desconectadas a través de la apertura de elementos flexibles.

Proyectos para Alimentadores Críticos Aéreos y Subterráneos

Dentro de esta iniciativa se atendieron siete alimentadores, cuyos indicadores TTIK, TMI y SAIDI superaban los límites esperados. Se analizaron en forma individual las fallas ocurridas el año anterior con el fin de lograr una solución integral en calidad, llegándose a término las siguientes obras:

- Alimentador Grecia.
- Alimentador Aeródromo.
- Alimentador Urízar.
- Alimentador Pudahuel.
- Alimentador Cardenal Caro.
- Alimentador Aguas Claras.
- Alimentador San Pablo.

Automatizaciones de la Red de Distribución (Smartgrids)

En relación a la mejora de calidad de servicio y eficiencia operativa que reduce el impacto de una falla en los clientes y en los indicadores de calidad, se logró:

- Completar cerca de 1.200 equipos telecontrolados en explotación y operados desde el centro de control, con la incorporación de más de 500 equipos nuevos al sistema durante el año. Esto representa un récord histórico para la Compañía, al condensar en un año el trabajo normal de seis años de instalación de equipos de telecontrol.
- Implementar y dejar operativos tres alimentadores con el esquema de aislación automática de fallas del tipo "FRG" (Funzione di Rilevazione dei Guasti) de Enel, que permiten identificar y abrir automáticamente y en forma selectiva el equipo de telecontrol que está más cercano a la falla, reduciendo la cantidad de clientes afectados ante una falla y en menos de tres minutos.
- Implementar y dejar operativa la segunda etapa de la nueva plataforma SCADA dedicada al Telecontrol de la MT, denominada STM (Sistema de Telecontrol de la MT).
- Implementar y dejar en explotación la primera plataforma de telecomunicaciones dedicada al Telecontrol de tecnología DMR (Digital Mobile Radio) y modernizar sobre 200 equipos con esta tecnología y la tecnología 3G.

Plan 20

El objetivo de esta iniciativa es complementar el Plan de Mantenimiento Regular sobre un grupo más crítico de alimentadores aéreos. En ellos se realizaron acciones de mantenimiento específico que permitió prevenir anomalías que potencialmente pudieron provocar interrupciones en el Sistema de Distribución. Las actividades realizadas son:

- Podas.
- Revisión y reapriete de conexiones en equipos de operación.
- Termografía integral.

Plan Integral de Calidad en Baja Tensión

Este plan tiene por objetivo mejorar la calidad de servicio de las redes de distribución de baja tensión, especialmente para renovar y optimizar la red existente con nuevas tecnologías. Este plan integral tiene la finalidad de reducir fallas y mejorar los indicadores de calidad. Dentro de las principales iniciativas destacan:

Plan Renovación de Transformadores

Este plan consideró la instalación de 120 nuevos transformadores de distribución trifásica, en zonas con sobrecarga eléctrica y sectores antiguos donde se retiraron equipos de baja capacidad. En total se retiraron 650 transformadores DAE (Distribución Aérea Económica) de servicio.

Plan Renovación de Redes Baja Tensión

Este plan consideró el reemplazo de 130 Km. de redes desnudas, por conductor pre-ensamblado protegido. Esto permitirá mejorar la continuidad de servicio y disminuir las fallas en zonas con abundante presencia arbórea.

Plan Normalización de Empalmes

Consideró el reemplazo de la actual acometida y la renovación de la Baja Tensión en las zonas de un transformador. Se reemplazaron en total 3.100 acometidas durante el año.

Plan de Reemplazo de Cajas de Distribución

Este plan consideró el reemplazo de cajas de distribución, fuente de constantes fallas debido a las intervenciones a las cuales son sometidas. Se reemplazaron en total 1.650 cajas.

Planes Especiales

- Plan ISLA: Se reforzaron preventivamente las protecciones a 800 transformadores de distintas comunas de la Región Metropolitana.
- I-Max: Se realizaron mediciones de variables eléctricas a 800 transformadores en horario punta, con el objetivo de comprobar el estado de cargabilidad. Asociado a esto se realizaron acciones correctivas en 634 transformadores.

Plan Piloto de Telecontrol de Baja Tensión

Esta iniciativa consiste en el reemplazo de los actuales fusibles de protección de los transformadores, por interruptores automáticos motorizados, que tienen la capacidad de operar circuitos BT en forma local y remota. Este plan consideró la instalación de interruptores a cinco transformadores de distribución, tanto aéreos como subterráneos. Esta es una iniciativa inédita en la empresa, y marca un hito importante en la automatización de la baja tensión.

Actividades Relacionadas con Medio Ambiente

En cumplimiento de las exigencias ambientales y compromisos, según norma ISO 14.001, durante 2016 Enel Distribución Chile se abocó al desarrollo de diversas actividades destinadas al cuidado del medioambiente y a la salud de la población, entre las que destacan:

- Aprobación DIA Ochagavía La Florida.
- Regularización de planes de manejo forestal.
- Cumplimento de resolución calificación ambiental de la subestación La Cisterna.
- Plan de variables ambientales: Con la finalidad de asegurar el cuidado del medio ambiente en el que opera la empresa, Enel Distribución Chile implementó un programa de seguimiento de variables ambientales. De esta forma se pretende demostrar que la empresa cumple con la legislación vigente y con patrones internacionalmente reconocidos. Las principales variables ambientales por las cuales se han establecido programa de seguimiento, son las siguientes:
  - Estudios de emisiones de ruido en subestaciones.
  - Estudio de campos electromagnéticos.
- Realización de Inspecciones Ambientales: Durante el año se realizaron 256 inspecciones ambientales en instalaciones propias y de contratistas. Estas supervisiones tienen la finalidad de recopilar información sobre el desempeño ambiental en las faenas e instalaciones de Enel Distribución Chile, utilizando un formulario estándar, el cual también fue difundido entre los contratistas para homogenizar los criterios de inspección y asegurar el cumplimiento de los lineamientos ambientales de la empresa.
- Control del Desempeño Ambiental: Esta actividad consistió en el seguimiento de planes de acción destinados a corregir desviaciones detectadas en las inspecciones realizadas. Se ejecutaron tres de estas supervisiones en contratistas y dos en instalaciones propias de Enel Distribución Chile.
- Revisión de Instalaciones de Contratistas - auditorías de inicio de contrato: Con la finalidad de asegurar el cumplimiento de los estándares ambientales de Enel Distribución Chile en las actividades realizadas por los contratistas, durante el año se implementó un programa de revisión de sus instalaciones, el que se ejecuta al inicio de cada contrato adjudicado. En total se realizaron seis auditorías de inicio de contrato, en igual número de empresas contratistas, y los principales resultados detectados se relacionan con la falta de implementación de un sistema de Gestión Ambiental.
- Catastro de techos de asbesto en subestaciones: Durante 2016 se revisaron las subestaciones de Buin, San Bernardo, Santa Raquel, La Florida y Los Almendros, con la finalidad de determinar la existencia de asbesto en las techumbres de las subestaciones citadas. Como conclusión se detectó en todas las muestras de techumbre la presencia de asbesto en forma de crisólito, en porcentajes que fluctuaban entre el 1% y el 10% peso/peso.

Los siguientes pasos a seguir en este aspecto es el recambio de las techumbres y la disposición final de los residuos con empresas debidamente autorizadas.

- Gestión de equipos con aceite dieléctrico: con la finalidad de mejorar la gestión de los equipos eléctricos que contienen aceite dieléctrico, durante el año se implementó un programa de seguimiento y control, especialmente de transformadores de distribución, el que incluye el seguimiento desde que son retirados de la red eléctrica, pasando por las mantenciones necesarias para su reutilización, hasta la disposición final de aquellos equipos que no cumplen con los estándares de la Compañía.
- Difusión de temas ambientales: en 2016, Enel Distribución mantuvo una fluida comunicación de sus actividades ambientales con los integrantes de la Compañía, con la finalidad de visibilizar su compromiso en esta materia e invitar a los trabajadores a participar en el desarrollo de dicho compromiso. Las actividades que fueron difundidas en forma especial son las siguientes:
- Efemérides ambientales: Día del Reciclaje, Día del Medio Ambiente.
- Lecciones aprendidas: hurto de TD, monitoreo Avifauna.
- Difusión de manual de estándares ambientales.

Eficiencia Energética y Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Los negocios con el sello Eco Energías aportan a las ventas de servicios con valor añadido, incrementando la potencia eléctrica instalada, desplazando a las energías convencionales, reforzando la imagen de Enel Distribución Chile como referente en temas de desarrollo sostenible. Es por eso que durante 2016 se dio continuidad a la labor de mantener el liderazgo de la Compañía en el ámbito de la eficiencia energética y de las Energías Renovables no Convencionales (ERNC).

Durante 2016, en el marco del Programa de Eficiencia Energética en Edificios Públicos, cuyo objetivo es hacer más eficientes estas instalaciones, a través de la utilización de tecnologías y buenas prácticas en iluminación, calefacción y automatización, como también, a través de la incorporación de herramientas para el desarrollo de sistemas de gestión de la energía, se encuentra el concurso "Desarrollo de Proyectos de Eficiencia Energética en Recintos Hospitalarios de Alta Complejidad" que el Ministerio de Energía lleva a cabo mediante la Agencia Chilena de Eficiencia Energética. Enel Distribución Chile en esta oportunidad logró adjudicarse dos proyectos: Hospital de Castro y Hospital Clínico Regional Dr. Guillermo Grant de Concepción.

Con las medidas de eficiencia energética que se implementarán se pretende alcanzar un ahorro de más de 4.842 MWh al año en los cuatro hospitales. Estos proyectos le generan a Enel Distribución Chile ingresos por $629.831.583 IVA incluido.

Además, en el marco de la Agenda de Energía, la Subsecretaría de Energía está impulsando desde 2015 el programa "Techos Solares Públicos", con el objeto contribuir a la maduración del mercado fotovoltaico orientado al autoconsumo, mediante la implementación de sistemas fotovoltaicos instalados en edificios públicos o instituciones sin fines de lucro que cumplan un rol social y público, y que beneficien directamente a toda la población, de manera tal de aprovechar la energía solar.

En 2016, Enel Distribución Chile consiguió adjudicarse dos de estos proyectos, el primero para la Brigada Motorizada N°1 del Ejército de Chile en Calama por una capacidad de 100 kW y el segundo en cuatro edificios de la Región Metropolitana: edificio Consistorial de Peñaflor, el hospital comunal de Peñaflor y dos escuelas ubicadas en la misma ciudad totalizando 60 kWp.

Proyectos de Iluminación Eficiente

Alumbrado Público Municipal

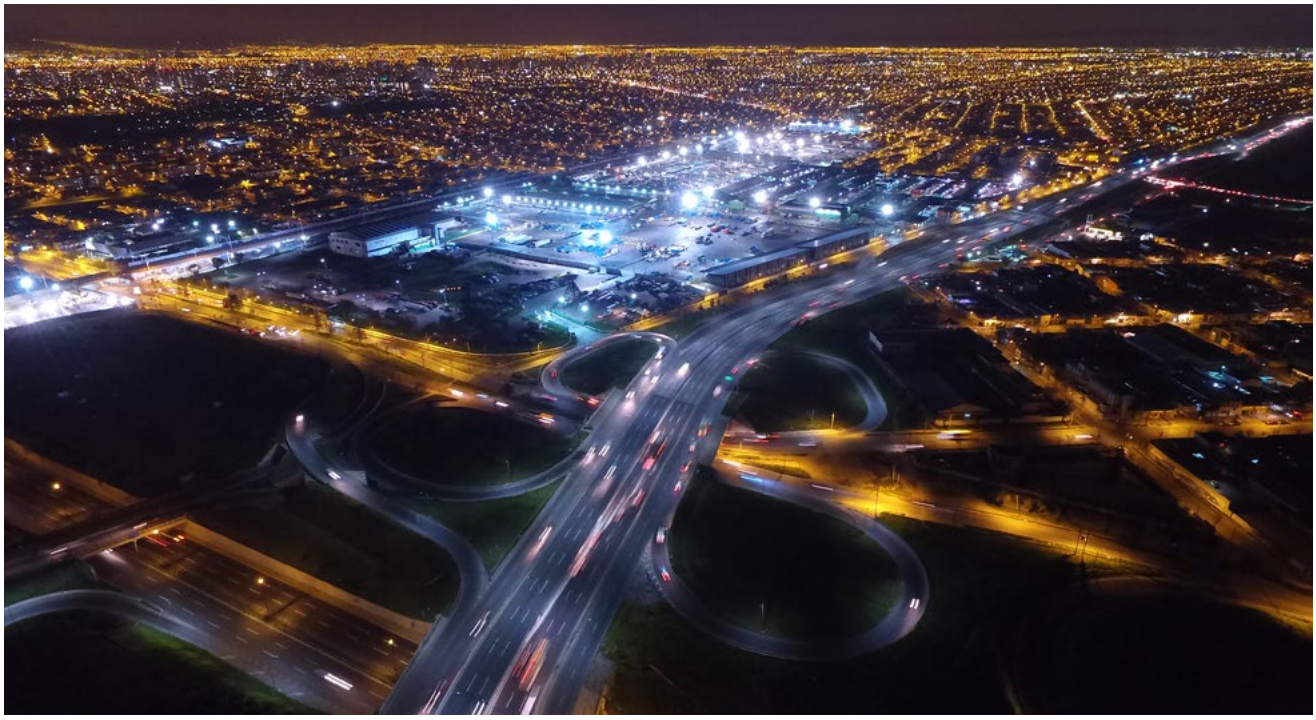
Enel Distribución Chile volvió a superar los grandes éxitos obtenidos en 2015 en lo que alumbrado público se refiere. Si en 2015 se adjudicaron 50.683 luminarias, en 2016 se obtuvieron 53.662 luminarias.

En febrero de 2016, la Compañía firmó contratos de 2 licitaciones adjudicadas en La Cisterna y Colina consistentes en la instalación y mantenimiento de 7.500 y 9.249 luminarias de tecnología Led, respectivamente, y un plazo de mantenimiento de 10 años para ambas comunas. En marzo se concretó una nueva adjudicación en La Cisterna, esta vez por un proyecto de mejoramiento e instalación por un total de 1.724 luminarias Led.

En mayo, las comunas de Lampa y Pucón fueron adjudicadas. La primera consiste en un proyecto para el mejoramiento y mantención de 9.719 luminarias Led con un plazo de mantención de 10 años, la segunda se trata de la instalación de 78 luminarias Led autónomas.

Junio fue un gran mes en iluminación eficiente. La Compañía se adjudicó 3 licitaciones, siendo 2 de ellas fuera del área de concesión. Mientras la primera fue en San Pedro de la Paz a través de la instalación 8.240 luminarias Led,la segunda en Talagante consiste en instalar 185 nuevas luminarias Led. Además se adjudicó el contrato denominado "Reemplazo de Luminarias y Mantenimiento de Alumbrado Público de Huechuraba" por un total de 9.000 luminarias Led y su mantenimiento durante 10 años.

Septiembre también fue un mes bueno para la Compañía, ya que se adjudicó un nuevo proyecto de alumbrado público fuera del área de concesión. Esta vez fue en Rancagua donde se instalarán 7.669 luminarias Led. Además en La Cisterna se volvió a ganar un proyecto por 298 luminarias Led.



Proyectos de Alumbrado Público Municipal

En 2016 se registró una nueva alza en la cantidad de proyectos de construcción adjudicados en 2016 en relación al ejercicio anterior, que alcanzaron un total neto de MM$29.943:

- La Cisterna: Servicio Integral de iluminación MM$4.578.
- Colina: Adquisición, reposición, instalación y mantención del parque lumínico MM$7.131.
- La Cisterna: Mejoramiento e instalación sistema de luminarias públicas MM$1.424.
- Lampa: Servicio de mantención y mejoramiento alumbrado público MM$6.109.
- Pucón: Instalación luminarias solares MM$99.
- Talagante: Reposición de luminarias MM$125.
- Huechuraba: Servicios de reemplazo de luminarias y mantenimiento de alumbrado público MM$6.312.
- San Pedro de la Paz: Recambio de luminarias MM$1.857.
- La Cisterna: Recambio parque lumínico público diferentes sectores MM$154.
- Rancagua: Recambio de luminarias de sodio a tecnología Led MM$2.149.

Durante 2016, en las licitaciones de construcción de Alumbrado Público (AP) se incrementó el estándar de la instalación y provisión de luminarias LED, agregando en varios proyectos sistemas de telegestión de luminarias. Además, se siguió impulsando con fuerza el Programa de Recambio Masivo de 200.000 luminarias, lineamiento del Gobierno que realiza a través del Ministerio de Energía y la Agencia Chilena de Eficiencia Energética.

Además, respecto al Alumbrado Público Municipal, en 2016 Enel Distribución Chile aseguró dos contratos en las comunas de San Ramón y Conchalí, además de las antes mencionadas en La Cisterna, Colina, Lampa y Huechuraba, manteniendo su participación de mercado en un 53% ese año. Esto representa el mantenimiento de alrededor de 253.000 luminarias dentro del área de concesión de la Compañía y 35.000 luminarias fuera de esa zona.

Otros Proyectos

Sistema de Televigilancia

En 2016 Enel Distribución Chile se adjudicó varios proyectos de desarrollo de productos y servicios complementarios para clientes municipales. De esta manera, fueron 3 licitaciones de sistemas de televigilancia y un aumento de obra, tanto en comunas dentro de la zona de concesión como fuera de ésta.

Nuevamente la Compañía fue capaz de salir de su área de concesión, adjudicándose dos proyectos en las comunas de Villa Alemana y Curicó. Dentro de su zona de concesión fueron Estación Central y Las Condes las beneficiadas. Estos proyectos representaron la instalación de un total de 35 nuevas cámaras de televigilancia.

Innovación

Innovación, como motor de nuevas oportunidades

"Desafiar el Equilibrio" fue la consigna de este 2016. Las acciones y actividades de innovación buscan transmitir la necesidad de trabajar y vivir con una mente inquieta, tratando de ir más allá del pensamiento convencional, superando miedos y luchando contra el status quo. Esto, con el fin de encontrar nuevas oportunidades que permitan, por ejemplo, que la energía esté disponible para nuevos usos, tecnologías y personas, aprendiendo de todos y aprovechando tanto los fracasos como los éxitos.

Los esfuerzos durante 2016, estuvieron concentrados en proyectos del ámbito digital, dirigidos especialmente a los clientes, los cuales compartieron un objetivo común: mejorar el relacionamiento con ellos, automatizando las comunicaciones, optimizando y haciendo más eficiente la calidad de atención, todo esto con el fin de ser reconocidos y elegidos por ellos.

Proyectos de Innovación

En 2016 cinco ideas fueron aprobadas por el Comité de Innovación, a las cuales se les asignó presupuesto para estudios y/o materialización de las pruebas de desarrollo. Éstas fueron: Poste Lego, Plataforma ODS, Elemental, Evolves y Smart Climate

Proyectos Aprobados en el Comité de Innovación Durante 2016

1. POSTE LEGO

Idea que propone un diseño modular de un poste polímero, tipo "lego" con piezas estándar para postes con las siguientes características: Dieléctrico, ensamble con un solo trabajador, piezas pequeñas, traslado y llegada a terreno en una camioneta, ante choque, no se interrumpe servicio eléctrico, sin daño al conductor (piezas distinta resistencia) y las piezas pueden ser de colores.

2. PLATAFORMA ODS

La idea es desarrollar un modelo de negocio que permita absorber las estacionalidades propias del negocio de climatización, entregando respuestas satisfactorias al cliente y manteniendo un alto nivel de servicio: plataforma "on demand" que nos permita conectar a los clientes con técnicos especialistas de calidad para agendar servicios de instalación de climatización en el hogar.

3. ELEMENTAL

Proyecto que busca implementar la tecnología de inteligencia artificial de Watson IBM para la atención de clientes, generando ahorros en esta labor, a través del aumento de la capacidad de atención en forma instantánea y la agregación de valor a atenciones estructuradas.

4. SMART CLIMATE

Producto para clientes residenciales y comerciales, que tiene el propósito de ofrecer "Planes de Energía" que apunten comercialmente a calefacción en invierno y aire acondicionado en verano, a través de Smart Metering.

5. EVOLVES

Ofrecer a las Mipymes un servicio integrado de reconversión energética a través de la renovación de sus equipos obsoletos, por equipamiento eléctrico moderno y eficiente energéticamente, que les permita tener mayor capacidad de producción y escalamiento de su negocio. Todo apoyado con un servicio de ejecutivos asesores personalizado de atención, quienes acogerán y asesorarán al cliente.

Proyectos Escalados 2016

Durante 2016 escalaron dos proyectos de innovación, los que fueron implementados exitosamente a nivel empresa:

1. TAPAS POLÍMERO

El proyecto tiene por objetivo reemplazar las tapas actuales por una de plástico inyectado con refuerzo de fibra de vidrio, y tienen las siguientes características: capacidad de adaptación de la tapa a condiciones sub anormales sin sufrir daños, evitar la mezcla de dos o más tipos de materiales para disminuir los puntos de ruptura, facilitar el proceso de remover la tapa para evitar prácticas anormales que terminan dañándola, nula incidencia del clima en el desempeño de la tapa y Protección UV.

2. INBENTA

Este proyecto consiste en una solución capaz de interpretar cualquier solicitud de información de los clientes en la sección de preguntas frecuentes del sitio web de Enel Distribución Chile para entregar respuestas automatizadas y con la capacidad de generar aprendizaje constante.

Se decide continuar con esta solución para seguir mejorando la calidad de atención en la web, también por la actualización y la creación de nuevas preguntas/respuestas, la capacidad de absorber tráfico desde otros canales y disminuir respuestas escritas por formularios Online.

Cultura de Innovación

Proyectos Estratégicos Destacados

#Luz

Servicio de auto-atención de emergencia en redes sociales que opera mediante comandos escritos como "#Luz" en los mensajes privados que envían los clientes en Twitter (prontamente disponible en Facebook), donde, una vez recibido, la plataforma activa una respuesta automática y procede a confirmar: número de suministro, dirección, teléfono y estado del servicio (corte programado, corte por deuda u otra incidencia en las redes de Enel) del usuario y, en caso de ser necesario, generará una orden de trabajo para que sea visitado por un equipo técnico en terreno, a través de una integración con "Sales Force".

El proceso funciona a través de una integración con "Chatigo", quien es una de las tres startups seleccionadas en 2015 por el programa "Energy Start" de Enel Distribución Chile.

Bus Eléctrico

El bus se encuentra homologado por la autoridad de Transportes y cuenta con estándar compatible para el sistema de trasporte público urbano que opera en el área metropolitana: Transantiago.

De esta manera, se podrá comprobar la adaptabilidad de este tipo de vehículos para el actual sistema de transporte público, cuyo proceso de licitación se desarrollará entre los años 2018 - 2020, en el cual se renovarán más de 6.000 buses. Es el primer bus 100% eléctrico y reduce en un 70% el gasto energía versus un bus convencional, cuenta con Wifi gratuito y "Chispers" en cada asiento (para cargar celulares).

Plan de Movilidad Eléctrica para Empleados

Proyectos Estratégicos Destacados

Durante 2016, Enel Distribución Chile se posicionó como un socio estratégico de las marcas automotrices que integran a su oferta vehículos 100% eléctricos. Es así como se logró apoyarlos en la introducción de la tecnología y, con ello, conseguir una oferta exclusiva para los empleados.

En diciembre se invitó a los trabajadores de la Compañía a participar en este plan que ofreció vehículos eléctricos Nissan, Hyundai o BMW, de última generación, a un precio rebajado, gracias a descuentos de las marcas y un importante aporte de Enel Distribución Chile, con beneficios adicionales y condiciones de financiamiento preferenciales.

Fueron 30 cupos sorteados entre los más de 60 postulantes, quienes participaron en actividades de lanzamiento, exhibiciones y test drive. La puesta en marcha de este proyecto durante 2017 convertirá a Enel Distribución Chile en la empresa chilena con la mayor flota eléctrica del país.

Flex Energy Home

El proyecto "Flex Energy Home" busca desarrollar herramientas automatizadas para la administración de energía renovable generada a nivel domiciliario.

Para esto, el sistema cuenta con almacenamiento local de energía y monitoreo de consumo, lo que permite automatizar la gestión energética de acuerdo a preferencia del usuario y señales de mercado.

En 2016, se presentaron los resultados del estudio cuantitativo realizado para el producto "Flex Energy Home", consistente en un pack compuesto por: generación fotovoltaica, almacenamiento en baterías, gestión/optimización de energía y servicio de asistencia y mantenimiento.

Los resultados: muy alta percepción de atributos y diferenciación del concepto propuesto (por sobre el 90%), con algunos desafíos en la fórmula financiera para clientes finales, debido a los montos de la inversión con algunos desafíos en la comercialización.

Para 2017 se proyectan importantes hitos comerciales para este producto/servicio, que ya tiene inmobiliarias interesadas en incorporarlas a sus proyectos habitacionales.

Chispers

El proyecto Chispers tuvo un ambicioso plan en 2016: Ingresar en lugares claves del retail, espacios públicos y aumentar fuertemente su base de clientes. Para esto, se instalaron nuevos puntos de carga en concurridos lugares de la ciudad. Como las cafeterías Juan Valdez, ubicados en Isidora Goyenechea, Rosario Norte, Plaza Vespucio, además del 'Food Court' de Mall Plaza Egaña.

Adicionalmente se están explorando nuevas tipologías de uso para Chispers, siendo el transporte una de ellas. Por esta razón, se instaló un piloto en Transvip, el que permite a pasajeros que van al aeropuerto disfrutar de este servicio de energía móvil, además de Chispers en el bus eléctrico, que provee a los pasajeros de WIFI gratuito.

Asimismo, se estrenó una moderna imagen del producto y aplicación, con renovada experiencia de usuario, además de nuevos productos: "pads" empotrados en cubiertas, con atractivos indicadores de luz.

Compras Físicas de Energía y Distribución por Suministrador

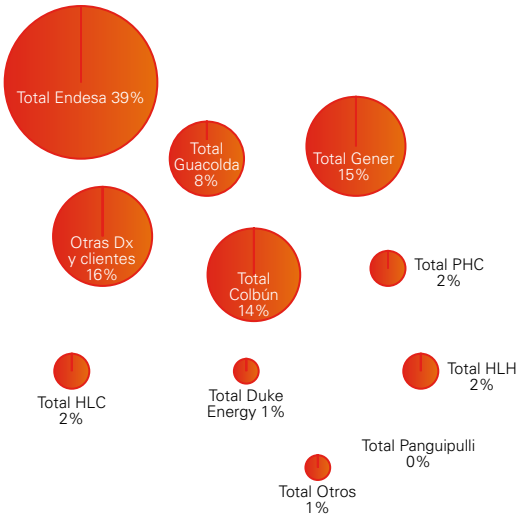
Las compras de energía en 2016 alcanzaron los 16.803 GWh, representando un crecimiento de 0,1% con respecto a las efectuadas durante el año anterior.

En general, la baja en la demanda de energía estuvo motivada por la reducción de la actividad económica que se ha mantenido desde 2014, como también, producto de una reducción en las ventas de energía a clientes especiales fuera de la zona de concesión, que tuvo una caída de 55% respecto del periodo 2015.

La demanda máxima del sistema eléctrico, registrada el 13 de julio de 2016, alcanzó 2.825 MW, equivalente a una caída de 0,2% respecto a la máxima alcanzada en 2015 (2.830 MW). En términos generales, la temperaturas registradas en invierno fueron muy similares a las del periodo anterior.

En cuanto a los cargos por energía reactiva, estos alcanzaron los MM$21, que representa un incremento de 50% a 2015 (MM$14).

A continuación se presentan las compras físicas por Proveedor:



Principales Componentes del Sistema Eléctrico

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Chile dispone de 361 kms. de líneas de Alta Tensión (AT). De éstas, 97,6 kms. corresponden a líneas de 220 kV; 249,3 kms. a líneas de 110 kV; y 14,4 kms. a líneas de 44 kV. A su vez, las líneas de Media y Baja Tensión (MT/BT) sumaron 5.251 kms. y 11.431 kms., respectivamente.

La capacidad instalada en subestaciones de poder de propiedad de la Compañía alcanzó 8.281MVA a diciembre de 2016, lo que significó un aumento de 135 MVA en relación a 2015. Ésta se compone de 167 trasformadores de poder ubicados en 55 subestaciones, cifra que considera las unidades de reserva instaladas en cada subestación.

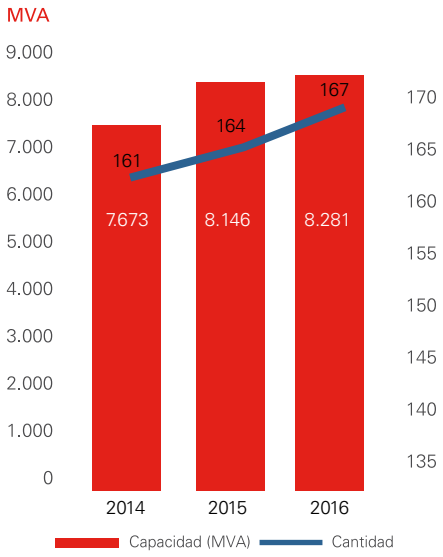
Subestaciones de Poder

	2014		2015		2016	
Relación de transformación	Cantidad	Capacidad [MVA]	Cantidad	Capacidad [MVA]	Cantidad	Capacidad [MVA]
220/110 kV	5	2.400	5	2.800	5	2.800
220/23 kV	2	227	3	265	3	265
110/44-44/12 kV	1	32	1	32	1	32
110/23 kV	4	345	4	345	4	358
110/12-110/23 kV	7	1.127	7	1.137	7	1.237
110/12-110/20 kV	2	317	2	317	2	317
110/12 kV	27	3.166	27	3.191	27	3.213
44/23 kV	1	4	1	4	1	4
44/12 kV	2	26	2	26	2	26
23/12 kV	3	30	3	30	3	30
TOTAL	**54**	**7.673**	**55**	**8.146**	**55**	**8.281**

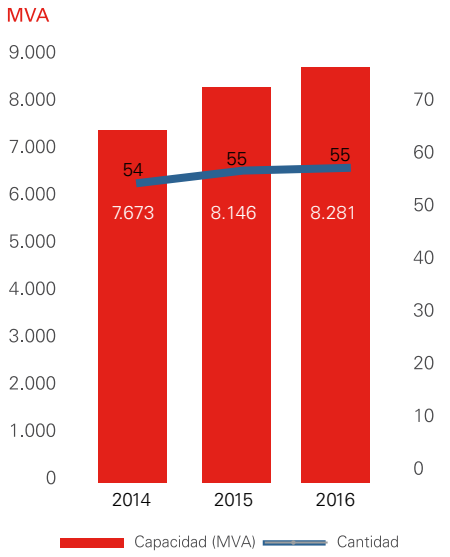
Transformadores de Poder

	2014		2015		2016	
Relación de transformación	Cantidad	Capacidad [MVA]	Cantidad	Capacidad [MVA]	Cantidad	Capacidad [MVA]
220/110 kV	6	2.400	7	2.800	7	2.800
110/44-44/12 kV	7	227	8	265	8	265
110/23 kV	1	28	1	28	1	28
110/12-110/23 kV	22	873	22	873	24	985
110/12-110/20 kV	2	100	2	100	2	100
110/12 kV	113	3.983	114	4.018	115	4.040
44/23 kV	1	3,5	1	4	1	4
44/12 kV	6	29	6	29	6	29
23/12 kV	3	30	3	30	3	30
TOTAL	**161**	**7.673**	**164**	**8.146**	**167**	**8.281**

Transformadores de Poder



Subestaciones de Poder



Notas:
- Se consideran las unidades de reserva instaladas en cada Subestación.
- Las unidades monofásicas se consideran como 1 transformador. Para estas unidades, la pierna de reserva no se considera en la estadística.

Líneas de Subtransmisión

Km. según Tipo de Línea	Unidad	2014	2015	2016
Líneas de 220 kV Simple Circuito	km.	0,2	0,2	0,2
Líneas de 220 kV Doble Circuito	km.	91,2	97,4	97,4
Líneas de 110 kV Simple Circuito	km.	28,6	28,6	28,6
Líneas de 110 kV Doble Circuito	km.	210,0	210,0	210,0
Línea 110 kV Subterráneas	km.	10,7	10,7	10,7
Líneas de 44 kV Doble Circuito	km.	14,4	14,4	14,4
TOTAL	**km.**	**355,1**	**361,6**	**361,3**

Tipo de Conductor

Año	2*AAAC 630 mm²	2*AAAC 400 mm²	AAAC COREOPSIS	AAAC 630 mm²	AAAC 400 mm²	Conductor de Alta Capacidad ACCC	Otros	Total km.
2009	90,1	54,0	4,1	59,6	12,7	2,2	132,4	355
2010	90,1	54,0	4,1	59,6	8,5	6,6	132,2	355
2011	93,1	54,0	4,1	59,6	4,8	10,3	129,1	355
2012	94,0	54,0	4,1	59,6	3,1	15,4	125,0	355
2013	94,0	54,0	4,1	59,6	3,1	22,8	117,8	355
2014	94,0	54,0	4,1	59,6	3,1	22,8	117,8	355
2015	94,0	54,0	4,1	59,6	9,3	22,8	117,8	361
2016	94,0	51,1	4,1	60,3	9,1	25,7	117,1	361

Transformadores de Distribución (Chilectra, EE Colina y EE Luz Andes)

	2014		2015		2016	
Propiedad	Cantidad	MVA	Cantidad	MVA	Cantidad	MVA
Compañía	22.332	4.270	22.177	4.357	21.876	4.505
Particulares	6.663	3.351	6.811	3.475	6.821	3.546
TOTAL	**28.995**	**7.621**	**28.988**	**7.832**	**28.697**	**8.050**

Redes de Media y Baja Tensión

Kilómetros de Red	2013	2014	2015	2016
Media Tensión	5.111	5.152	5.215	5.251
Baja Tensión	10.838	11.016	11.208	11.431
TOTAL	**15.949**	**16.168**	**16.423**	**16.682**

Calidad de Suministro

Índices de Continuidad de Suministro

El cuadro que se muestra a continuación recoge la evolución de los indicadores en los últimos 4 períodos de control normativo de la autoridad (que por razones administrativas se extiende desde diciembre de un año hasta noviembre del año siguiente), y que se refiere sólo a las incidencias de calificación interna a la distribución, conforme a calificación de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), para períodos móviles de 12 meses. Además, se muestra el significado de cada uno de los indicadores:

FMIK: Frecuencia Media de Interrupciones por KVA – veces.
TTIK: Tiempo Total de Interrupción por KVA – horas.
FMIT: Frecuencia Media de Interrupciones por Transformador – veces.
TTIT: Tiempo Total de Interrupción por Transformador – horas.

	Urbano		Urbano	
Período	FMIK	TTIK	FMIT	TTIT
Diciembre 2015 - Noviembre 2016	0,98	2,42	1,2	2,98
Diciembre 2014 - Noviembre 2015	1.09	2.38	1.44	3.25
Diciembre 2013 - Noviembre 2014	1.02	2.25	1.35	3.27
Diciembre 2012 - Noviembre 2013	1.15	2.28	1.39	3.05
Estándares	**3.50**	**13.00**	**5.00**	**22.00**

	Urbano		Urbano	
Período	FMIK	TTIK	FMIT	TTIT
Diciembre 2015 - Noviembre 2016	2,02	4,4	3,11	6,69
Diciembre 2014 - Noviembre 2015	2.03	4.00	3.05	7.02
Diciembre 2013 - Noviembre 2014	2.29	5.02	3.1	7.41
Diciembre 2012 - Noviembre 2013	1.87	4.72	3.44	8.64
Estándares	**5.00**	**18.00**	**7.00**	**28.00**

Como se aprecia, y a pesar de las extremas condiciones atmosféricas que afectaron las redes eléctricas, particularmente en los planes de emergencia de julio y agosto, los indicadores de continuidad relativos de la zona rural experimentaron una importante disminución, acortando la brecha de nivel de calidad entregada por la Compañía entre los sectores urbanos.

Cabe destacar que independiente de los resultados, Enel Distribución Chile está dedicada a brindar la mejor calidad de suministro a sus clientes, lo que quedó ratificado en noviembre de 2016 en el Ranking de Concesionarias de Servicio Público de Electricidad (correspondiente a la gestión 2015) que cada año emite la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), donde la Compañía alcanzó el primer lugar en Indicadores Técnicos de Continuidad de Suministro, al ser comparados con las otras concesionarias eléctricas que distribuyen energía a más de 120.000 clientes.

El cuadro que se muestra a continuación resume el escenario de indicadores de continuidad, y la nota alcanzada para una escala con puntaje máximo de 10.

Empresa Estándar	FMIK U 3,5	FMIT U 5	TTIK U 13	TTIT U 22	FMIK R1 5	FMIT R1 7	TTIK R1 18	TTIT R1 28	FMIK R2 8	FMIT R2 11	TTIK R2 27	TTIT R2 42	Nota Final	Lugar Categoría	Lugar Industria
ENEL DISTRIBUCIÓN	1,1	1,4	2,4	3,1	2,2	3,4	4,0	7,0					8,87	1	5
CHILQUINTA	1,0	1,4	2,9	4,1	1,7	2,3	5,3	7,1					8,78	2	6
CONAFE	1,2	1,9	3,4	5,4	1,8	2,5	6,2	8,9					8,55	3	10
CGE	1,4	2,1	3,2	5,3	2,7	4,6	7,5	14,2					8,19	4	14
SAESA	1,4	2,6	5,0	10,4	1,4	3,1	4,8	12,8	3,6	5,4	12,8	22,5	8,19	5	15
FRONTEL	1,0	1,5	3,3	6,4	1,6	3,3	5,9	15,0	3,2	5,6	15,2	31,2	7,98	6	20

Hechos Relevantes

PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADOR SEAT METRO

El 7 de febrero de 2016 se concluyeron los trabajos correspondientes al reemplazo del transformador Crompton Greaves (50MVA) posición provisoria, por un uno CHINT (40 MVA) en la S/E SEAT dependencias de Metro de Santiago.

Los trabajos contemplaron el armado del nuevo transformador, movimiento de los transformadores en S/E SEAT y la puesta en servicio del nuevo transformador CHINT. Éste reemplaza el equipo siniestrado en las dependencias de Metro en 2014.

PUESTA EN SERVICIO REFUERZO POSICIONES OCHAGAVÍA – FLORIDA 110kV

El 15 de febrero de 2016 concluyeronn las labores correspondientes al refuerzo de las posiciones de 110 kV para las líneas Ochagavía - Florida. Los trabajos contemplaron el reemplazo de 2 conjuntos de desconectadores de 110 kV (lados línea y barra), por equipos de mayor capacidad (3150 A), con el propósito de mejorar la flexibilidad operativa en la subestación y así poder cumplir con la secuencia constructiva de otros proyectos que están considerados como parte del PMO de 2016.

PUESTA EN SERVICIO DE REFUERZO LÍNEA 110 KV TAP ALTAMIRANO

El 26 de febrero de 2016 se dio término a las obras de construcción del circuito número 2 del refuerzo de la línea Cerro Navia - Renca, en el tramo Tap 23, Subestación Altamirano.

Este refuerzo contemplaba el reemplazo de cable tipo Cobre 2/0 por cable de aluminio AAAC 630 mm², entre el tramo Tap 23 hasta la Subestación Altamirano. Junto con esto se reemplazaron las crucetas de las estructuras 1, 2 y 3 y el cable guardia por cable fibra óptica tipo OPGW.

PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADOR 50 MVA SUBESTACIÓN CHACABUCO

El 24 de abril del 2016, concluyeron los trabajos del proyecto correspondiente a la instalación del transformador N° 7 50 MVA 110/23 kV, y del alimentador Luna 4 para el cliente Google.

FINALIZA PROYECTO RESPALDO DE TRANSFORMADOR SUBESTACIÓN A. CÓRDOVA

En abril finalizó el proyecto de respaldo de transformación, producto del incendio que afectó a S/E Alonso de Córdova en mayo de 2015, el cual consideró la ejecución de adecuaciones en los cables de 12 kV de los transformadores de poder N°1, N°2 y N°4 y en los esquemas de las protecciones diferenciales de los transformadores N°1 y N°4, con el objetivo de flexibilizar el esquema de potencia y disponer respaldo entre los Transformadores N°1 y N°3 en forma inmediata, y con un retardo de 3 a 4 horas para los Transformadores N°2 y N°4, previas adecuaciones menores.

SUBESTACIÓN BATUCO: FALLA EN TRANSFORMADOR N° 3

Mediante el plan de mantenimiento integrado de julio 2016, se detectó en el Transformador N° 3 de la S/E Batuco la presencia de un alto contenido de gases de falla, por lo que se tuvo que dejar fuera de servicio para la realización de los ensayos eléctricos de factor de potencia, relación de transformación y resistencia de bobinas.

La características de los gases y ensayos realizados hizo presumir que la falla se alojaba en alguna conexión externa de la bobina de la pierna N° 1 del transformador, por lo que se procedió a tomar las siguientes medidas:

- Retiro de transformador fallado hacia su zona de desarme.
- Traslado del transformador de reemplazo marca CHINT 110/23 kV 50 MVA, desde S/E Chacabuco hacia S/E Batuco.

La normalización del esquema de la S/E se produjo a las 01:15 hrs. del 31 de agosto.

SAN BERNARDO: NUEVAS POSICIONES PARA ALIMENTADORES E INTERCONEXIÓN DEL TRANSFORMADOE DE RESPALDO

El 7 de septiembre concluyeron los trabajos correspondientes al proyecto de S/E San Bernardo, consistente en la construcción de dos nuevas posiciones de alimentadores, junto con la habilitación de una interconexión entre el transformador de respaldo y la barra auxiliar de 12 kV de la S/E.

Este proyecto tuvo por objetivo permitir la conexión de dos nuevos alimentadores en la S/E, balancear los consumos en los transformadores existentes y dotar a la subestación de una mejor flexibilidad en la operación en caso de contingencias.

PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADOR 22,4 MVA SUBESTACIÓN ANDES

El 5 de noviembre de 2016 concluyeron los trabajos en la S/E Andes, destinados a la puesta en servicio de un transformador de 110/12 kV de 22,4 MVA el cual se interconectó a los patios de MT existentes.

El principal objetivo de este proyecto fue disminuir el déficit de respaldo, en caso de provocarse una falla en 12 kV, permitiendo la conexión de nuevos alimentadores. Adicionalmente se realizaron los trabajos de construcción de una nueva posición de alimentador en la barra N°2 de la subestación.

PUESTA EN SERVICIO TRANSFORMADOR 50 MVA SUBESTACIÓN LO BOZA

Este proyecto, que consideró la instalación de un transformador de 50 MVA 110/23 kV y su interconexión a un juego de celdas existentes, finalizó exitosamente el 13 de noviembre de 2016, cuando se pusieron en servicio las obras. Este trabajo tuvo como objetivo disminuir el déficit de respaldo existente en la subestación en caso de falla en 23 kV, permitiendo de este modo, que la zona abastecida en 23 kV mejore los indicadores de calidad de servicio.

PUESTA EN SERVICIO REFUERZO LÍNEA ESPEJO - OCHAGAVÍA, TRAMO ESPEJO TAP CISTERNA

El domingo 11 de diciembre de 2016 se concluyeron los trabajos de la obra TAP Cisterna, correspondiente al refuerzo de línea Espejo-Ochagavía. El proyecto consideró el reemplazo del conductor original, dúplex AAAC 400 mm^2, por uno de alta capacidad, ACCC San Antonio, en un trayecto de 2,5 kms. También incluyó el reemplazo de las torres T10 y T23 y la instalación de cable de guardia OPGW de 18 canales que sustituyó al existente.

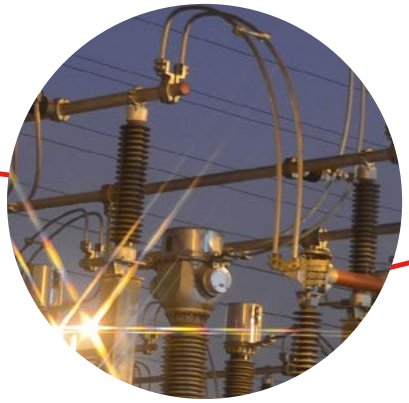
SUBESTACIÓN MALLOCO: FALLA EN TRANSFORMADOR N° 1

A las 11:10 horas del jueves 15 de diciembre de 2016 se produjo la desconexión automática del transformador 110/12 kV N°1 en la Subestación Malloco por operación de su protección diferencial.

A consecuencia de lo anterior, entre las 11:10 y las 17:44 horas, se interrumpió el suministro eléctrico a clientes de la empresa eléctrica CGE Distribución, abastecidos desde esta subestación. Tras el análisis de las protecciones operadas, se detectó una falla interna en el transformador N° 1 la cual no era factible de reparar en el momento. Como solución provisoria se realizó la instalación de la Subestación Móvil en reemplazo del transformador fallado, otorgando el tiempo necesario para implementar el reemplazo definitivo del transformador N° 1.

El nuevo transformador será del tipo 110/12 kV - 50 MVA, es decir el doble de la capacidad del fallado. Debido a esto, se realizó el reemplazo de la barra 12 kV N° 1 aumentando la sección de la misma de 1" a 1 ½".

Se estima que el transformador estará en funcionamiento durante la primera quincena de marzo de 2017.



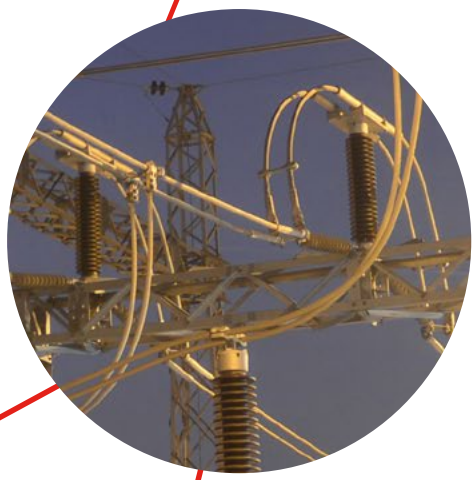
Obras en Líneas de Subtransmisión

a) Refuerzo Línea 110 kV Tap Altamirano:

Durante 2016 se terminaron las obras de construcción del circuito número 2 del refuerzo de la línea Cerro Navia - Renca, en el tramo Tap 23 de la Subestación Altamirano. Este trabajo contempló el reemplazo de cable tipo Cobre 2/0 por cable de aluminio AAAC 630 mm², entre el tramo Tap 23 hasta la Subestación Altamirano. Además se sustituyeron las crucetas de las estructuras 1, 2 y 3; y el reemplazo del cable guardia por cable fibra óptica tipo OPGW.

b) Refuerzo línea Espejo - Ochagavía, tramo Espejo - TAP Cisterna:

Durante abril y diciembre se desarrolló la obra TAP Cisterna, correspondiente al refuerzo de línea espejo Ochagavía. El proyecto consideró el reemplazo del conductor original, dúplex AAAC 400 mm², por uno de alta capacidad, ACCC San Antonio, en un trayecto de 2,5 kms. También consideró el reemplazo de las torres T10 y T23, y la instalación de cable de guardia OPGW de 18 canales en sustitución del existente.



Obras en Subestaciones de Poder

Además de las nuevas solicitudes de suministro, cumpliendo con los estándares de calidad y continuidad, en el sistema de Transformación AT/MT se realizaron diversos proyectos con el objetivo de satisfacer los crecientes requerimientos de demanda de los clientes.

Durante 2016 se terminaron las obras y se realizó la puesta en servicio nuevas unidades de transformación AT/MT en el Sistema:

Subestación Lo Boza:

Este proyecto que consideró la instalación de un transformador de 110/23 kV de 50 MVA y su interconexión a un juego de celdas existentes, finalizó exitosamente el 13 de noviembre de 2016, cuando fueron puestas en servicio las obras. Su objetivo fue disminuir el déficit de respaldo existente en la subestación en caso de falla en 23 kV, permitiendo que la zona abastecida mejore sus indicadores de calidad en el servicio.

Subestación Andes:

El 5 de noviembre de 2016 concluyeron los trabajos en la Subestación Andes y la puesta en servicio de un transformador de 110/12 kV de 22,4 MVA, el cual se interconectó a los patios de MT existentes. El principal objetivo de este proyecto fue disminuir el déficit de respaldo, en caso de provocarse una falla en 12 kV, permitiendo la conexión de nuevos alimentadores. Adicionalmente se realizaron los labores de construcción de una nueva posición de alimentador en la barra N° 2 de la subestación.

Subestación Chacabuco:

El 24 de abril de 2016 concluyeron los trabajos correspondientes al nuevo proyecto de instalación del transformador N° 7 de 110/23 kV de 50 MVA dejando en servicio el nuevo alimentador Luna 4.

Nuevos Alimentadores Construidos

Durante 2016, en redes Media Tensión (MT), se pusieron en servicio cuatro nuevos alimentadores para Enel Distribución Chile y otros cuatro dirigidos a grandes clientes:

a) Sector Norte: Se realizó la construcción de los Alimentadores Cemento BSA y el cuarto alimentador para el cliente Luna, todos a 23 kV con una capacidad solicitada de 20 MVA.

Aún se encuentran en construcción los alimentadores de los clientes CCU y Anya, con una capacidad solicitada de 17 MVA, al igual que la construcción de dos alimentadores para el suministro del Mall Plaza Los Dominicos con 26 MVA solicitado por el cliente.

b) Sector Oriente: Se realizó la construcción del alimentador 12 kV Monckeberg de la Subestación La Reina.

c) Sector Sur (Oriente - Poniente): Se realizó la construcción de tres Alimentadores a 12 KV: Los Talladores de S/E Macul, el alimentador Angamos de la S/E Cisterna y el alimentador Neruda de la S/E Bicentenario.

d) Sector Centro: Se está realizando la construcción del alimentador del Mall Independencia, con una capacidad solicitada por el cliente de 12 MVA a 12 kV.

Respecto de los proyectos de continuidad de 2015, se finalizaron los 4 proyectos de alimentadores pendientes del año pasado, los cuales son:

- Alimentador Necochea - S/E La Cisterna.
- Alimentador Antuco - S/E Santa Raquel.
- Alimentador Tegualda - S/E Santa Elena.
- Restructuración S/E Brasil.

Adicionalmente se avanzó en las obras de otros 5 alimentadores de expansión, que se pondrán en servicio durante 2017:

- Alimentador Duble Almeyda - S/E Santa Elena.
- Alimentador Algarrobal - S/E Chicureo.
- Alimentador El Molino - S/E Quilicura.
- Alimentador La Aurora - S/E Apoquindo.
- Alimentador Honduras - S/E Los Domínicos.

Finalmente, se adelantaron obras de 2 proyectos de calidad que se finalizarán en el primer trimestre de 2017:

- Alimentador Grecia.
- Alimentador Urízar.

enel

Recursos Humanos

Capacitación Enel Distribución Chile

El programa de capacitación 2016 de Enel Distribución Chile se construyó y ejecutó sobre la base de dos principios fundamentales de gestión.

En primer lugar, lograr el justo equilibrio entre las actividades formativas con foco en el desarrollo de competencias y conocimientos técnicos esenciales para el mejor desempeño de nuestros trabajadores en sus puestos de trabajo, y el segundo es solventar el programa de formación sobre un mecanismo de detección de necesidades que permita identificar, conjuntamente entre el colaborador y su gestor, las brechas técnicas y conductuales que es necesario cubrir, tanto en lo que respecta a productividad individual en el puesto de trabajo como para acceder a eventuales oportunidades de desarrollo futuro.

En términos generales, durante 2016 el desempeño de las actividades de capacitación en Enel Distribución Chile arrojó una cobertura equivalente al 97% de los trabajadores.

Respecto de la formación técnica, la cual constituye el foco principal de atención en materia de capacitación dada la necesidad de actualizar conocimientos técnicos y procurar la adquisición de nuevas herramientas de gestión, el porcentaje de horas dedicadas a este ítem alcanzó al 60%.

Dentro de las actividades de formación técnica, destacan aquellas ligadas a la gestión del conocimiento. Esto es la implementación de actividades de transferencia de conocimientos y experiencias desde trabajadores que cuentan con una mayor expertise en temas específicos hacía otros que están en proceso de desarrollo.

Relaciones Laborales y Bienestar

En 2016 se efectuó el proceso de negociación colectiva con los 5 sindicatos de la empresa, llegando previamente en julio a un acuerdo con el Sindicato N° 5 en un proceso anticipado. Posteriormente, a fin de año se llegó a acuerdo en negociaciones regladas con los Sindicatos N° 1, 2, 6 y de profesionales. Todos culminaron en paz social y con instrumentos colectivos con vigencias de cuatro años.

Además, se continuó con el programa de reuniones periódicas con los sindicatos de la empresa permitiendo avanzar en la consolidación del diálogo abierto con los representantes de los trabajadores y el buen clima laboral.

Reclutamiento y Selección

Cobertura de Vacantes

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

Durante 2016 se generaron un total de 72 vacantes, de las cuales 56% corresponde a coberturas mediante modalidad interna. De éstas, el 23% corresponde a adjudicaciones de cargos para mujeres, considerando por tales a la realización de concursos internos de ámbito local y procesos de selección directa. De la fuerza laboral externa que ingresó en 2016 (44% del total de coberturas para Enel Distribución Chile) 31% corresponde a procesos ganados por mujeres.

Programa de Prácticas y Atracción de Talento Joven

Un proyecto destacable en términos de generación de nuevas fuentes de reclutamiento es la incorporación, en calidad de practicantes y memoristas, de aquellos futuros jóvenes profesionales pertenecientes a las mejores universidades del país.

A ellos se les brinda la oportunidad de consolidar un aprendizaje gradual de la complejidad y estilo de Enel Distribución Chile, logrando, por tanto, dos objetivos; disponibilidad de fuentes de reclutamiento cercanas y de relativo acceso rápido, tanto por la posibilidad de contar con referencias y evaluaciones directas de aquellos alumnos que destaquen y que puedan calzar no sólo con las competencias técnicas sino que también con los valores asociados a la Compañía y adicionalmente, marcar presencia constante en las principales casas de estudios del país.

Este programa de prácticas se realiza de manera permanente durante todo el año, siendo el peak de ingresos durante el verano, y contabilizando para el periodo 2016 un total de 73 alumnos practicantes o memoristas en Enel Distribución Chile.

Diversidad e Inclusión

Para Enel Distribución Chile, contar con equipos de trabajo diversos y cultivar un ambiente laboral inclusivo es esencial, traduciéndose esto en la búsqueda permanente de nuevas formas que permitan la sensibilización y faciliten la construcción de una fuerza laboral diversa y un clima en el cual se respeten y valoren las diferencias individuales. Es así que mediante la gestión del "Programa Entrada", se busca incorporar a alumnos practicantes de carreras técnicas y profesionales y en situación de discapacidad física, para el que se realizan alianzas de trabajo con distintas fundaciones y el Ministerio de Educación.

Es relevante destacar que del total de promociones efectuadas, un 17% fue adjudicado a mujeres. Finalmente, y dentro de la óptica de mejora continua, este año se realizó seguimiento a los nuevos ingresos a través de una entrevista personalizada al cumplir seis meses en la empresa.

Gestión de Clima

La gestión de clima es un pilar fundamental en la estrategia de la empresa. Durante 2016 se realizaron varias iniciativas que buscan mantener la motivación, satisfacción y el compromiso de los trabajadores, en los ejes de liderazgo, comunicación, meritocracia y desarrollo, medidas de conciliación y buenas prácticas laborales.

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

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

Adicionalmente, se han realizado iniciativas de interacción con Recursos Humanos, conocidas como "Interactúa". Se trata de reuniones que marcan la presencia permanente de la gerencia y que tiene por objetivo lograr un mayor conocimiento por parte de los empleados de las políticas y buenas prácticas que tiene la compañía, junto con conocer las necesidades que tienen para el desarrollo de su trabajo en el día a día.

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

Otra interesante iniciativa es la entrevista "Uno a Uno", conversaciones personalizadas que permiten profundizar la motivación y los diferentes estilos de trabajo de las personas, fortaleciendo su grado de compromiso y nivel de productividad.

En Enel Distribución Chile la gestión del desempeño es muy importante como herramienta de desarrollo para los trabajadores. Para ello implementó un nuevo modelo de evaluación de comportamientos PA (Performance Appraisal) y de cumplimiento de objetivos. Es una herramienta esencial para el desarrollo de las personas y un "input" para actividades formativas de desarrollo, que permiten hacer crecer a nuestros empleados mediante cursos de formación, talleres, charlas, entre otras actividades.

Se continuó con el programa "Reconocernos", el cual busca potenciar una cultura de reconocimiento al interior de la empresa y generar instancias de reconocimiento formales mediante la realización de ceremonias por gerencia, así como también ceremonias masivas por empresa donde se reconoce a los trabajadores destacados, trayectoria laboral, entre otros.

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

En esta misma línea se realizó un Diagnóstico de Dinámicas Culturales de Género, con el objeto de efectuar un diagnóstico participativo enfocado en comprender las creencias, significados y valores que sustentan las relaciones y la cultura organizacional del Grupo en temas de diversidad, profundizando en la inclusión de mujeres en nuestra organización e identificando cuáles son los principales facilitadores y barreras hacia la diversidad de género en nuestra cultura.

Medidas de Conciliación y Flexibilidad Laboral

Como parte de las medidas de conciliación y flexibilidad la Compañía cuenta con el Programa de Teletrabajo, iniciado en 2012, que se ha consolidado como una de las medidas más valoradas dentro de la empresa.

Actualmente 22 trabajadores de Enel Distribución Chile cuentan con este beneficio de trabajar un día a la semana desde su casa.

Otras iniciativas orientadas a fortalecer la calidad de vida de los trabajadores:

- Programa Extensión Deporte y Cultura: Tradicional programa de actividades deportivas en las instalaciones de la Compañía y convenios externos, con talleres y la práctica de diferentes disciplinas deportivas. Además, están los talleres artísticos, exposiciones, paseos, excursiones familiares y otras iniciativas de extensión dedicadas al trabajador y su familia.

- Campamentos de Verano e Invierno: Consisten en jornadas recreativas para hijos de trabajadores de entre 6 y 15 años, que se realizan durante el primer mes del año y en el período de vacaciones escolares de invierno.

- Talleres de Capacitación en Verano: Dirigidos a la familia del trabajador durante el periodo estival.

- Escuela de Verano de la Universidad de Chile: Iniciativa destinada a mejorar el nivel académico de los hijos de los trabajadores que se encuentran en enseñanza media.

- Premio Excelencia Académica: Como una forma de incentivar al estudio, año a año se otorga a los hijos de trabajadores que presentan un alto rendimiento en sus estudios, desde la enseñanza básica a estudios superiores.

Durante el año se realizan diversos eventos que fomentan la conciliación trabajo familia. Entre los más relevantes está la Fiesta de Navidad, una celebración familiar para trabajadores con hijos nacidos hasta el 2004; "Ven a mi cumpleaños", celebración que se realiza mensualmente en el estadio corporativo para los niños hasta los 12 años; "Taller de los sentidos", actividad mensual que reúne a los padres con hijos hasta los 6 años y que en base a la técnica de cuentacuentos interactúan padres e hijos en talleres de manualidades o "Family Day" , una experiencia de los hijos de trabajadores conociendo el lugar de trabajo de sus padres.

Entre otros importantes eventos, se encuentran: la "Fiesta fin de año", "Las Olimpiadas deportivas", y el "Premio a la Trayectoria Laboral", que reconoce los trabajadores a partir de los veinte años de servicio en la empresa.

Seguridad y Salud Laboral

En Enel Distribución Chile la seguridad y salud laboral son objetivos estrechamente ligados al negocio, el cual por su naturaleza está sujeto a la presencia de riesgos críticos. En el proceso de mejora continua se destaca de manera especial, como valor, el liderazgo con respecto a la integración real de la seguridad y la salud laboral en todos los niveles y las actividades que la empresa desarrolla, reforzando la prioridad de la misma en la gestión empresarial por su importancia estratégica.

En el ámbito del liderazgo se acentúa la participación activa de los diferentes estamentos de la empresa en el control de los riesgos de los trabajadores en sus diferentes actividades, a través de la revisión de la gestión preventiva en los Comités de Seguridad, y de las condiciones de seguridad en terreno, a través de los programas "Safety Walks", "Ipal" y "One Safety", planes de formación en prevención de riesgos y campañas de seguridad.

Se han implementado innovaciones que han permitido dotar a los trabajadores expuestos a riesgos de equipos tales como ropa ignífuga, caretas faciales de protección contra el arco eléctrico y sistemas de trabajo en altura y otros elementos con elevados estándares de seguridad que garanticen la máxima protección a los trabajadores.

Con el objetivo de alcanzar la meta cero accidentes, se han establecido alianzas de seguridad con las empresas contratistas para homologar las mejores prácticas en este ámbito, entre las que destaca "One Safety" y con ello mejorar el comportamiento de quienes trabajan en terreno y eliminar conductas riesgosas en las faenas.

En materias de Seguridad y Salud Laboral, se destaca lo siguiente:

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 de la calidad de vida y bienestar biopsicosocial.

Dentro de las actividades que contemplan las acciones de difusión masiva, se encuentra la implementación de una campaña comunicacional denominada "Consejos que dan Vida", que a través de afiches, material gráfico e información enviada vía e-mail, busca crear consciencia sobre el auto cuidado y la prevención de diversas enfermedades.

Programa Inmunizaciones

La inmunización en los trabajadores de Enel Distribución Chile es una medida preventiva orientada a todos ellos, que tiene como objetivo principal prevenir la aparición de enfermedades de recurrente contagio masivo, que en su afección pueden causar altos ausentismos y daños a la calidad de vida de la persona. Entre ellos figuran:

- Vacuna Influenza Estacionaria, Trivalente: Se entregan durante el primer trimestre del año de manera anual, previniendo el brote que se inicia a principios de junio.

- Vacuna Hepatitis A y B: Se implementa en dos dosis por persona cada 5 años y está dirigida a los trabajadores que operan en espacios confinados con cámara de aguas servidas.

Programa de Riesgo Cardiovascular

Se enmarca dentro del cuidado de los trabajadores con riesgo cardiovascular según resultados de exámenes preventivos, cuyo objetivo principal es proporcionar herramientas para el cuidado de la salud a través de acondicionamiento físico especifico y evaluaciones nutricionales periódicas de control.

Programa Exámenes Preventivos

El objetivo de este programa es realizar evaluaciones médicas periódicas a los trabajadores con el objeto de detectar, de manera precoz, alteraciones o patologías con daño potencial a su salud. Este programa va dirigido a todos los colaboradores de la Compañía y se lleva a cabo a través de un protocolo definido según género y edad.

Campañas de Seguridad y Salud Laboral

En el marco del Día Internacional de la Seguridad, la Compañía realizó "la semana de la seguridad" para dar a conocer y reforzar las acciones preventivas tendientes a evitar la ocurrencia de accidentes laborales.

Caminatas de Seguridad

Los ejecutivos de la Compañía realizan visitas a terreno para verificar los estándares de seguridad. En 2016 fueron 19 ejecutivos los que realizaron un total de 56 "Caminatas de Seguridad", para corroborar el cumplimiento de procedimientos y uso de elementos de protección personal, equipos, herramientas y maquinarias adecuadas.

Campañas de Control por Asbesto

Durante 2016 se intervinieron 470 cámaras, dejando 2.394 cables sin cinta de asbesto y retirado 4900 kilos de éste del sistema subterráneo. Se han efectuado 10 mediciones de calidad de aire y 20 inspecciones por parte de personal especializado de la Asociación Chilena de Seguridad comprobando el cumplimiento del protocolo de retiro de asbesto.

Nuevos Estándares de Seguridad

Con el fin de reducir la tasa de accidentabilidad que involucra a los trabajadores de la Compañía, durante 2016 se fijaron nuevos estándares de seguridad:

- Se implementó el uso del detector de tensión para trabajos desenergizados en baja, media y alta tensión.
- Se definió un estándar para la ropa de trabajo: se incorporaron chaquetas de abrigo, buzos y cotonas con características ignífugas.
- Elaboración de procedimiento para el uso y adquisición de elementos de protección personal.
- Se definió un estándar de elementos de protección personal y se realizaron pruebas de certificación acorde a determinaciones de Enel Distribución Chile.
- Se crearon y homologaron 48 procedimientos de trabajo seguro.

Además, se definió un documento estándar para elaborar lecciones aprendidas de difusión en trabajadores propios y contratistas de los incidentes de alto potencial, accidentes graves y mortales. En este se describen y analizan las causas de los incidentes labores y sus medidas preventivas, contribuyendo a la eliminación de las condiciones y actos subestándares que se presentan a diario en la ejecución de actividades con riesgo de accidentes.

Programa "Hablemos de Seguridad"

Con el propósito de crear una cultura en seguridad y salud laboral en 2016 se desarrollaron 20 instancias de "Hablemos de Seguridad", actividad que se realiza quincenalmente en toda la empresa y que corresponde a un momento para reflexionar y conocer de primera fuente las verdaderas implicancias de la política "Cero Accidentes", las cuales deben ser internalizadas por todos los trabajadores y no solo por las áreas directamente involucradas en las actividades de riesgo.

Trabajadores Certificados

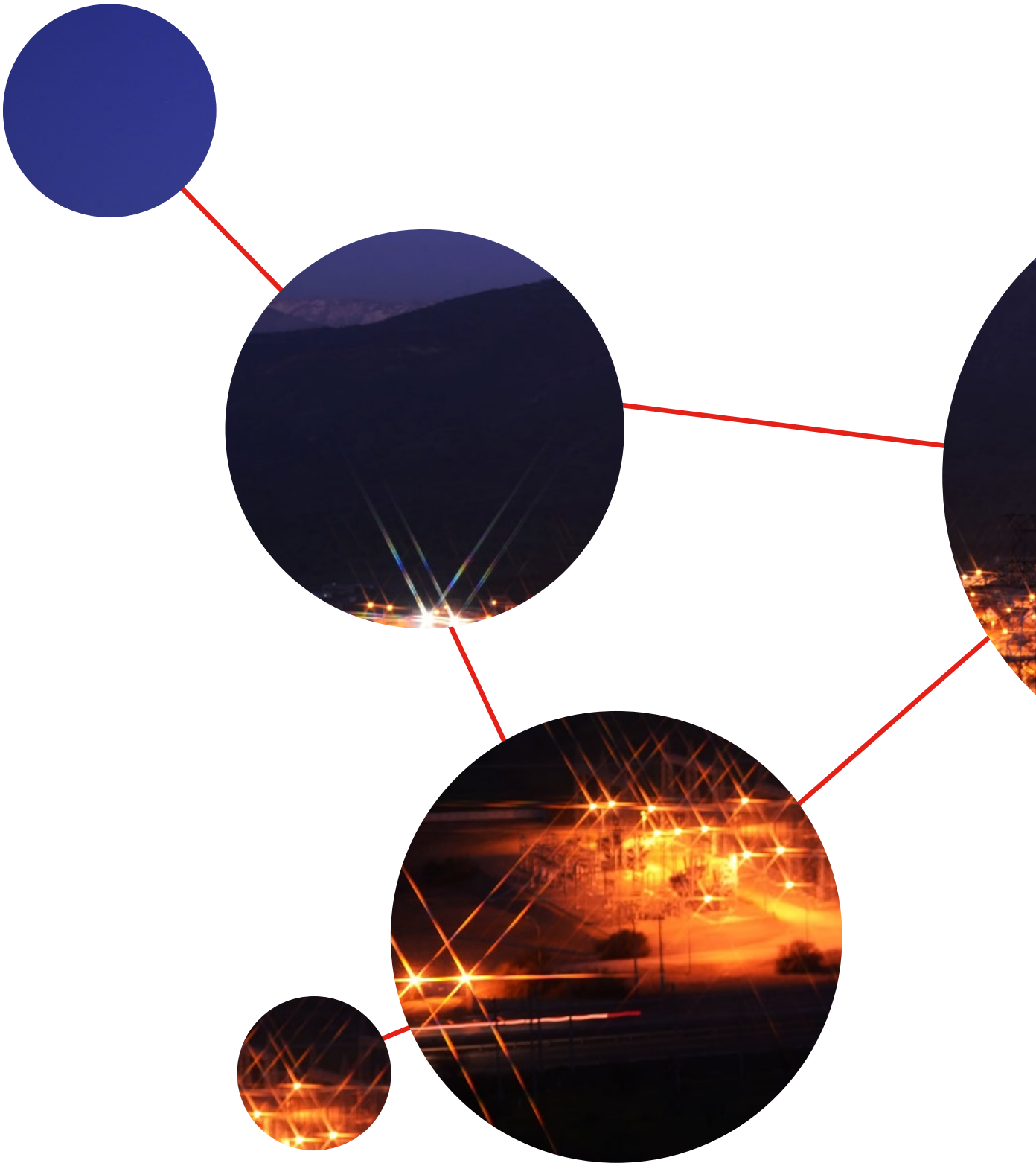
En el transcurso del año se certificaron 633 trabajadores propios y contratistas en diversos cursos como trabajo en altura, riesgos eléctricos, líneas energizadas y trabajos en obras civiles.

Control en Terreno

La revisión de las condiciones de seguridad se concretó mediante 17.876 inspecciones de seguridad en terreno, las que arrojaron un total de 2.232 inspecciones con hallazgos.

Los ejecutivos de Enel Distribución Chile por su parte y en el marco del Liderazgo en terreno, llevaron a cabo un total de 56 Safety Walk, generando 12 planes de acción para el levantamiento de observaciones.

En esta línea, en conjunto a seguridad laboral, ejecutaron 43 visitas a empresas contratistas, verificando en terreno el estado de los elementos de protección personal y corrigiendo las desviaciones, previo a la ejecución en terreno.



Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

Marco Regulatorio

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL N° 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. N° 327 de 1998.

Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, proponer planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, agrupando bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

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

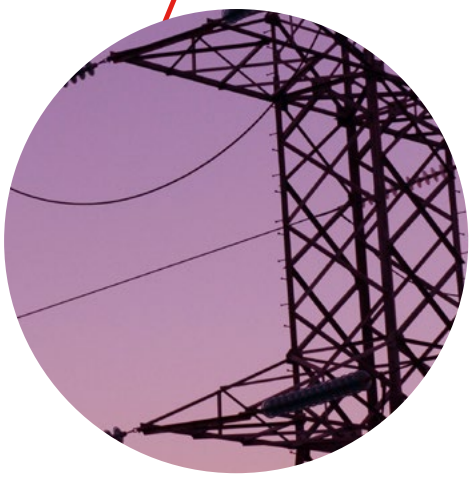
La Ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

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

En la organización de la industria eléctrica chilena se distinguen fundamentalmente tres actividades que son: Generación, Transmisión y Distribución, las que operan en forma interconectada y coordinada, y cuyo principal objetivo es proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y dentro de los estándares de calidad y seguridad de

servicio exigidos por la normativa eléctrica. Debido a sus características esenciales, las actividades de Transmisión y Distribución constituyen monopolios naturales, razón por la que son segmentos regulados como tales por la normativa eléctrica, exigiéndose el libre acceso a las redes y la definición de tarifas reguladas.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, el mercado eléctrico chileno se encuentra coordinado por un organismo independiente de derecho público, denominado Coordinador Eléctrico Nacional, cuya función es operar de manera segura y económica los actuales Sistemas Interconectados Central y del Norte Grande y en el futuro próximo el Sistema Eléctrico Nacional. Esa entidad planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al que se valoran las transferencias de energía entre generadores.



Límites a la Integración y Concentración

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) a 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 la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

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

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

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

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

Energías Renovables No Convencionales

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

Segmento de Transmisión

Los sistemas de transmisión se encuentran conformados por las líneas y subestaciones que forman parte de un sistema eléctrico y que no correspondan a instalaciones de distribución.

Se encuentran divididos en cinco segmentos: Transmisión Nacional, Transmisión para Polos de Desarrollo, Transmisión Zonal y Transmisión Dedicada. Son también parte del segmento de Transmisión los Sistemas de Interconexiones Internacionales, los que se rigen por normas especiales.

Las instalaciones de transmisión están sometidas a un régimen de acceso abierto, pudiendo ser utilizadas por cualquier usuario interesado bajo condiciones no discriminatorias.

La remuneración de las instalaciones existentes de los segmentos de transmisión nacional y zonal se determina a través de un proceso de fijación de tarifas que se realiza cada cuatro años, en el que se establece el Valor Anual de la Transmisión, comprendido por costos de operación y mantenimiento eficientes y la anualidad del valor de inversión, determinado sobre la base de una tasa de descuento fijada por la autoridad cuadrienalmente en base a un estudio (mínimo 7% después de impuestos) y la vida útil económica de las instalaciones.

La planificación de los sistemas de transmisión nacional y zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, en que el Coordinador Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía.

Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas con subastas abiertas a cualquier oferente y trabajos de expansión de instalaciones existentes, en cuyo caso la propiedad corresponde al propietario de la instalacion original que se modifica.

La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir el año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

Segmento de Distribución

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

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

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

Respecto al suministro para usuarios sometidos a regulación de precios, la ley establece que las empresas distribuidoras deberán disponer permanentemente del suministro de energía, sobre la base de licitaciones públicas, abiertas, no discriminatorias y transparentes. Estos procesos son diseñados por la CNE y se realizan con una antelación mínima de 5 años, fijando una duración del contrato de suministro de hasta 20 años. En caso de desviaciones no previstas en la demanda, la autoridad tiene la facultad de realizar una licitación de corto plazo y además existe un procedimiento regulado para remunerar la eventualidad de un suministro sin contrato.

Las fijaciones de tarifas de este segmento son realizadas cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos para determinar el valor agregado de distribución basado en empresas modelo, que se compone de costos fijos, pérdidas medias de energía y potencia y costos estándares de distribución. Tanto la CNE, como las empresas de distribución agrupadas por áreas típicas, encargan estudios a consultores independientes. El valor agregado de distribución se obtiene ponderando los resultados del

estudio encargado por la CNE y por las empresas en la razón 2/3 – 1/3 respectivamente. Con ese resultado, la CNE estructura tarifas básicas y verifica que la rentabilidad del agregado de la industria se encuentre en el rango establecido de 10% con un margen del ±4%.

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

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

Temas Regulatorios 2016

Política Nacional de Energía

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

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

Ley 20.928 – Ley de Equidad Tarifaria

El 22 de junio de 2016 el Ministerio de Energía publicó en el Diario Oficial, la Ley 20.928 que "Establece mecanismos de equidad tarifaria de servicios eléctricos", modificando así la Ley General de Servicios Eléctricos, decreto con fuerza de ley N°4, de 2006.

Esta ley establece que las tarifas máximas que las empresas distribuidoras podrán cobrar por suministro a usuarios residenciales no podrán superar el promedio simple de éstas, incrementado en un 10% del mismo. Las diferencias que se generen por la aplicación de este mecanismo serán absorbidas progresivamente por todos los demás suministros sometidos a regulación de precios que estén bajo el promedio señalado, con excepción de aquellos usuarios residenciales, cuyo consumo promedio mensual de energía del año calendario anterior sea menor o igual a 200 kWh.

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

Ley 20.936 – Ley de Transmisión

El 20 de julio de 2016 fue publicada en el Diario Oficial la Ley de Transmisión, que reestructura el esquema de operación del sistema eléctrico, introduciendo un único coordinador nacional independiente que reemplaza a los Centros de Despacho Económicos de Carga- CDECs (sin perjuicio de la subsistencia de algunos sistemas eléctricos medianos y aislados).

Adicionalmente, el Estado asume un rol principal en la planificación de la transmisión y posterior licitación y adjudicación de obras nuevas y de ampliación. Se extiende el acceso abierto a todas las instalaciones de transmisión. Se unifica el proceso de calificación de las instalaciones de transmisión de cada segmento en un único proceso y se modifica el esquema de remuneración de las mismas mediante la aplicación de una tarifa estampillada de cargo de la demanda; entre otros aspectos relevantes de la ley.

Ley de Distribución

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

Dicho proceso, liderado por el Ministerio de Energía, cuenta con la colaboración de la Pontificia Universidad Católica de Chile. Durante noviembre y diciembre de 2016 y hasta fines de enero de 2017, se llevaron a cabo talleres en cuatro ámbitos de discusión: "Desarrollo de la Red de Distribución", "Financiamiento de la Red del Futuro y su Tarificación", "Modelos de Negocio de la Distribución" y "Servicios de la Red del Futuro".

Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

Fijación Tarifas de Distribución

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

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

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

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

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

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

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

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

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

iii) Decretos de Precios:

a) Precios de nudo promedio:

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

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

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

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

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

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

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

b) Precios de nudo de corto plazo:

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

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

Fijación de Tarifas de Subtransmisión

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

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

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

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

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

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

Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

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

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

Estas bases incorporan cinco nuevos servicios, entre los cuales destacan, la "Ejecución o Instalación de Empalmes Provisorios" y el "Arriendo de Empalmes Provisorios".

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

Licitaciones

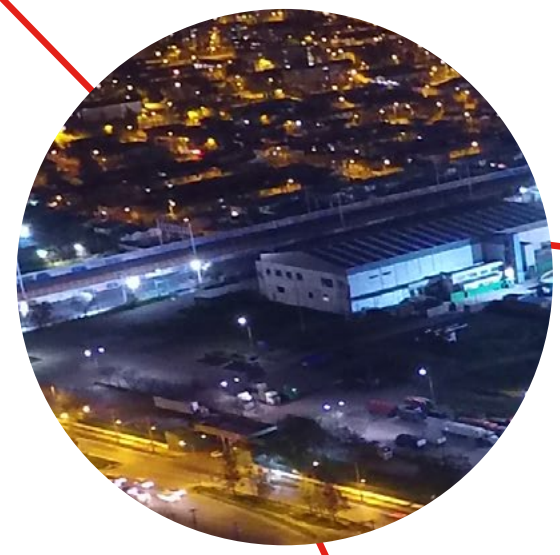
Bajo la nueva ley de licitaciones, se ha desarrollado dos procesos: Licitación de Suministro 2015/01 y Licitación de Suministro 2015/02.

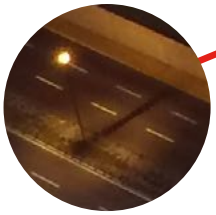
El proceso 2015/02 se inició en junio de 2015 y concluyó en octubre de ese año con la licitación y adjudicación de 3 bloques por 1.200 GWh/año (100%).

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

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

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



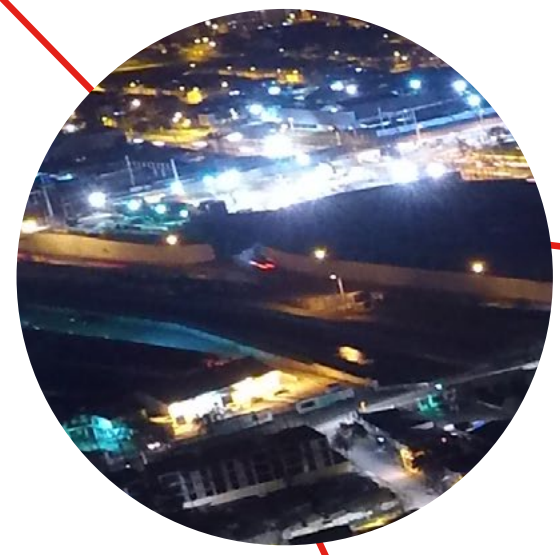


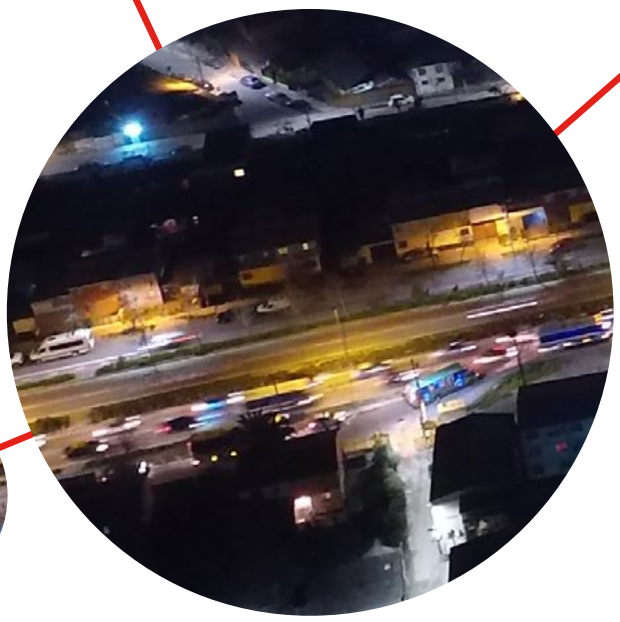
Factores de Riesgo

Factores de Riesgo

La actividad de distribución y transmisión de energía eléctrica que Enel Distribución Chile desarrolla, está bajo un régimen de concesión en un entorno regulado. El servicio que presta y el producto que ofrece corresponden a un bien de primera necesidad, por lo que la demanda que define el nivel de ingresos de la empresa no se ve fuertemente influenciada a los ciclos económicos que enfrenta el país. Por este motivo, el riesgo principal al que se encuentra sometida la Compañía corresponde a las eventuales modificaciones regulatorias que pudieran tener impacto en el negocio, tanto a nivel de la operación y administración, como de la remuneración de la misma. No obstante, la regulación sectorial se ha caracterizado por mantener criterios esencialmente técnicos y estables en el tiempo, lo que ha permitido desarrollar el negocio en un ambiente de riesgo reducido.

Por otro lado, el riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, históricamente ha sido muy limitado, dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos. Para Enel Distribución Chile, el corte de suministro, es una potestad de la compañía ante incumplimientos de parte de los clientes, la que se aplica de acuerdo a la regulación vigente, lo que facilita el proceso de evaluación y control del riesgo de crédito, que por cierto también es limitado.





Otras Empresas Filiales y Coligadas

LUZ ANDES LIMITADA (F)

Tipo de Entidad
Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Dirección
Santa Rosa 76, Piso 5, Santiago, Chile.

Teléfono
(562)2 6752260

Fax
(562) 26752979

Auditores Externos
RSM Chile Auditores Ltda.

Capital Autorizado (GAAP Local)
$1.224.348

Capital Pagado (M$)
$1.224

Participación Chilectra (directa e indirecta)
99,9%

Objeto Social
Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.

Actividades que Desarrolla
Distribución de Energía Eléctrica.

Gerente General
Claudio Inzunza Díaz (Subgerente Grandes Clientes Enel Distribución Chile S.A.).

Enel Distribución Chile S.A. adquirió la Empresa Eléctrica Luz Andes Ltda. en 1999. Actualmente, la Compañía es el único proveedor de energía eléctrica de Luz Andes Ltda., alcanzando en 2016 una venta de 9,01 GWh, la que utiliza esta última para abastecer su área de concesión de aproximadamente 2 km^2 que comprende los centros invernales de La Parva, Farellones, El Colorado y Valle Nevado. Se proyecta un crecimiento de la demanda de energía entre 2% y 3% en los próximos 5 años".

A partir del año 2000 se formalizan diversos contratos de servicios entre Enel Distribución Chile S.A. y su filial Luz Andes Ltda., consistentes principalmente en la gestión de apoyo al proceso de facturación (servicio de facturación, mantenimiento del sitio web, soporte y administración de software de lectura).

Además Enel Distribución Chile S.A. presta asesorías en temas relacionadas con la gestión en planificación del sistema eléctrico, información normativa SEC y aspectos legales del negocio eléctrico. Adicionalmente, Luz Andes Ltda. mantiene un contrato por recaudación en los centros de pagos de Enel Distribución Chile, así como también un contrato por el arriendo de una línea de media tensión en 23 kV, que alimenta la zona de Valle Nevado.

EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA

Tipo de Entidad
Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Dirección
Chacabuco N°31, Colina, Santiago, Chile.

Teléfono
(562) 2844 4280

Fax
(562) 2844 4490

Auditores Externos
RSM Chile Auditores Ltda.

Capital Autorizado (GAAP Local)
$82.222.000

Capital Pagado (M$)
$82.222

Participación Chilectra S.A. (directa e indirecta)
99,99%

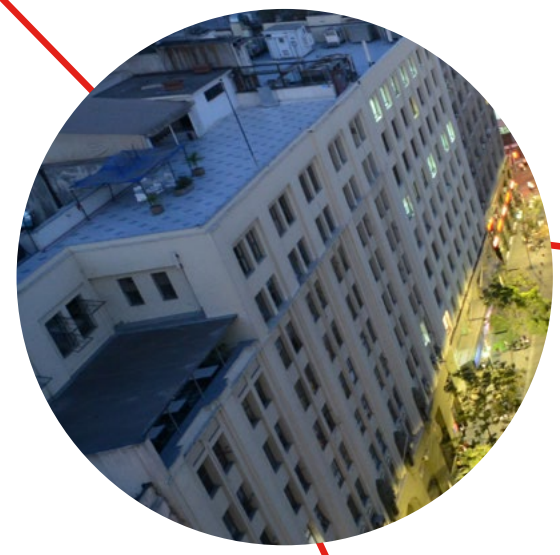
Objeto Social
Distribución y venta de energía eléctrica y venta de artículos eléctricos del hogar, deportes, esparcimiento y computación.

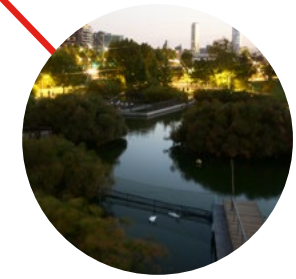
Actividades que Desarrolla
Distribución de Energía Eléctrica.

Gerente General
Francisco Evans Miranda

Enel Distribución Chile S.A. adquirió la Empresa Eléctrica de Colina Ltda. en 1996. Actualmente, Enel Distribución Chile es el único proveedor de energía eléctrica de EE Colina, alcanzando en 2016 una venta de 85,13 Gwh, el área de concesión es de 59,79 Km^2, dentro de la comuna de Colina. Se proyecta un crecimiento de la demanda de energía entre 6% y 9% en los próximos 5 años.

Durante 2016 uno de los hechos más relevantes, fue el cambio en la estructura organizacional de la empresa, donde Francisco Evans Miranda asumió la gerencia general de la EE Colina en julio de ese año.





Utilidad Distribuible, Política de Dividendos, Política de Inversión y Financiamiento

Utilidad Distribuible

La utilidad distribuible de la Compañía como dividendos a los señores accionistas, con cargo al ejercicio 2016 fue de $14,25 por acción, correspondiente a un dividendo provisorio en el mes de enero de 2017 por $16.398.575.250, equivalente al 30% de las utilidades al 30 de septiembre de 2016. Además, distribuirá un dividendo definitivo que deberá acordarse en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad correspondiente al año 2017, el que se le imputará el dividendo provisorio antes indicado.

En la siguiente tabla se muestra el resumen de utilidades 2016:

Utilidad líquida	
Utilidad del ejercicio	M$ 141.499.466
Política actual (100% utilidad líquida)	M$ 141.499.466
Monto a repartir * ($/acción)	122,96

* $14,25 $/acción distribuibles en enero 2017 (imputables a las utilidades al 31 de septiembre de 2016) y $108.71 $/acción (imputables a las utilidad al 31 de diciembre de 2016.

A continuación se presentan los dividendos pagados durante los últimos tres años:

Dividendo Nº	Fecha Pago Dividendo	$ por acción en moneda de cada fecha	Imputado a ejercicio
24	may-2014	14,00	2013
25	ago-2014	14,30	2014
26	nov-2014	1,60	2014
27	may-2015	23,39	2014
28	ago-2015	23,28	2015
29	nov-2015	11,00	2015
30	ene -2016	129,54	2015
31	may -2016	0,15	2015
32	ene- 2017	14,25	2016

Política de Dividendos, Inversión y Financiamiento 2016

El Directorio acordó establecer la siguiente política de dividendos, inversión y financiamiento para el ejercicio 2016:

Política de Dividendos

En Sesión Ordinaria del Directorio celebrada el 29 de febrero de 2016, se estableció la política de dividendos vigente, donde se acordó distribuir y pagar un 100% de la utilidad líquida del ejercicio 2016.

La distribución de dividendos correspondió a un dividendo provisorio en enero de 2017, con cargo a las utilidades al 30 de septiembre de 2016. Además, de un dividendo definitivo que deberá acordarse en la Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad a celebrarse durante 2017, al que se le descontarán el dividendo provisorio antes indicado.

Inversiones

Durante 2016 Enel Distribución Chile y sus filiales (Colina y Luz Andes) realizaron inversiones por un total de $81 mil millones, relacionadas principalmente a satisfacer el crecimiento vegetativo de nuestros clientes, calidad de servicio, seguridad y sistemas de información.

Por otra parte, durante 2015 se realizaron inversiones por $90 mil millones, donde se destinaron $67 mil millones para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y $23 mil millones en inversiones extraordinarias. En 2016, se invirtió un total de $22 mil millones en adecuación de redes de MT y BT, permitiendo la conexión tanto para nuevos clientes

de la Compañía, residenciales y grandes clientes, como para proyectos inmobiliarios. Por otro lado, con el objetivo de aumentar la capacidad de las redes de Enel Distribución Chile, se realizaron inversiones por un total de $13 mil millones, donde se destaca la puesta en servicio de tres nuevas unidades de transformación AT/MT en el Sistema: la Subestación Lo Boza, la Subestación Andes y la S/E Chacabuco.

En cuanto a las líneas de subtransmisión se realizaron dos obras de refuerzos de líneas: Línea 110 kV Tap Altamirano, y refuerzo Línea 110 kV Espejo - Ochagavía, tramo Espejo - Tap Cisterna. En redes de Media Tensión (MT) se construyeron cuatro nuevos alimentadores: el Alimentador Monckeberg - S/E La Reina (12 kV), Alimentador Talladores - S/E Macul (12 kV), Alimentador Angamos - S/E Cisterna (12 kV) y el Alimentador Neruda - S/E Bicentenario (12 kV).

Respecto de la calidad de suministro, la inversión alcanzó los $13 mil millones, principalmente se reforzaron los alimentadores seleccionados de acuerdo a nuestro plan de calidad. Adicionalmente se destaca la automatización de la red MT, donde se incorporaron 500 equipos nuevos al telecontrol de la red de Media Tensión, junto a las adecuaciones de red necesarias, en un plan acelerado de trabajo que condensó en un año la actividad normal de seis años. Lo anterior, permitió aumentar desde unos 700 a cerca de 1.200 equipos de telecontrol operativos desde el Centro de Operación de la Red. Paralelamente, se implementó la segunda fase de una Plataforma SCADA dedicada a la Media Tensión, denominada por la sigla STM, "Sistema de Telecontrol de la MT" y, a nivel de infraestructura de telecomunicaciones dedicada al Telecontrol, se implementó la primera plataforma de Radio Digital Móvil (DMR) y la primera etapa de actualización a 3G o radio DMR de equipos instalados en terreno, enfocado a ampliar la cobertura y disponibilidad de los enlaces de comunicación entre los equipos MT y el Centro de Control.

Respecto a la plataforma DMR, fue la primera en quedar implementada y operativa tanto en Chile como en el resto de las Compañías que componen el Grupo Enel en Latinoamérica. Finalmente, uno de los grandes éxitos de la Compañía en 2016 fue el logro de la instalación de 55.257 medidores inteligentes en Santiago, por una inversión de más de $5 mil millones. Este proyecto constituyó un verdadero hito y el inicio de cambio de paradigma de la distribución eléctrica en Chile y en Sudamérica. Por medio de esta tecnología, los clientes han comenzado a percibir los principales beneficios del proyecto, tales como la lectura a distancia, que entrega mayor comodidad y seguridad en el hogar; la autogestión del consumo eléctrico, con la posibilidad de acceder a tarifas flexibles y diferenciadas por tramos horarios; y puesto que el nuevo medidor es bidireccional, se puede optar a vender la energía excedente del hogar si el cliente dispone de sistemas de autogeneración fotovoltaica con paneles solares. También, se pondrán alcanzar mejoras en la calidad del servicio eléctrico, al contar con un monitoreo permanente y alertas que da el sistema de administración central del parque de medidores.

Financiamiento

Los recursos necesarios para el proceso de expansión nacional de la Compañía, además de los recursos que genera la operación de la empresa, se obtienen según planes especiales para su financiamiento. Entre estos se consideran como alternativas, conforme a las necesidades, la emisión de acciones, créditos de proveedores, créditos bancarios y sindicados, agencias de créditos multinacionales, bonos simples o convertibles y otros. Asimismo, los recursos se podrán obtener de inversionistas nacionales y extranjeros y otros.

Política de Dividendos Ejercicio 2017

Política de Dividendos

En Sesión Ordinaria del Directorio celebrada el 28 de febrero de 2017, se estableció la política de dividendos para el año 2017 donde se acordó repartir como dividendo un 30% de la utilidad líquida del ejercicio. La distribución se hará pagando un dividendo provisorio en el mes de enero de 2018, correspondientes al 15% de las utilidades al 30 de Septiembre de 2017, más un dividendo definitivo que se pagará en la fecha que determine la Junta Ordinaria de Accionistas respectiva.

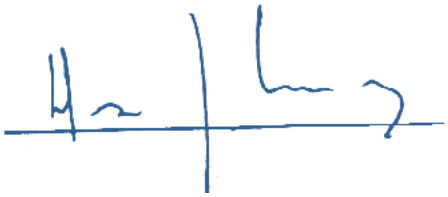
Declaración de Responsabilidad

Declaración de Responsabilidad

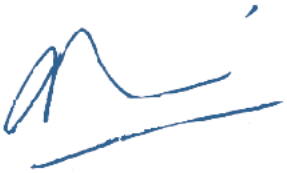
Los directores de Enel Distribución Chile S.A. y su gerente general, firmantes de esta declaración, se hacen responsables bajo juramento de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente memoria anual, en cumplimiento de las normas de carácter general N° 30 de 10 de noviembre de 1989 y N° 346 de 3 de mayo de 2013, emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

PRESIDENTE
Gianluca Caccialupi
RUT: 24.248.178-K

VICEPRESIDENTA
Francesca Romana Napolitano
Pasaporte: AA3475058



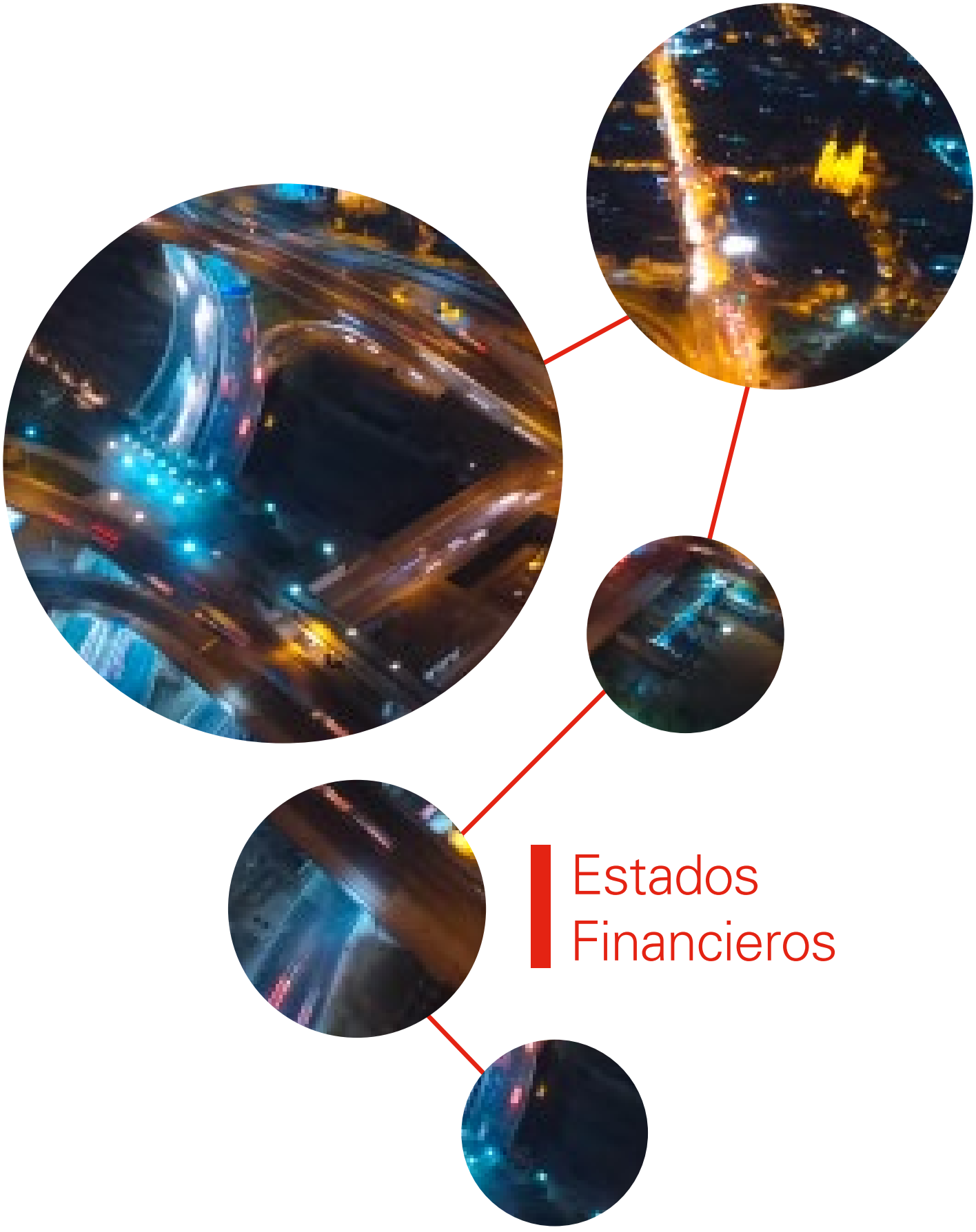
DIRECTOR
Hernán Felipe Errázuriz Correa
RUT: 4.686.927-3



DIRECTORA
Iris Boeninger von Kretschmann
RUT: 6.342.175-8

DIRECTORA
Mónica Hodor
Pasaporte: 053111429

GERENTE GENERAL
Andreas Gebhardt Strobel
RUT: 7.033.726-6



Estados Financieros

Informe de los Auditores Independientes

RSM

INFORME DEL AUDITOR INDEPENDIENTE

Razón Social Auditores Externos : **RSM Chile Auditores Ltda.**
RUT Auditores Externos : **76.073.255-9**

Señores
Accionistas y Directores
Enel Distribución Chile S.A. (ex – Chilectra S.A.)

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enel Distribución Chile S.A. y filiales, que comprenden el estado de situación financiera consolidado 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

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB"). La Administración también es responsable por el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros consolidados que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Responsabilidad del auditor

Nuestra responsabilidad consiste en expresar una opinión sobre estos estados financieros consolidados a base de nuestras auditorías. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades asociadas al 31 de diciembre de 2015, las cuales se presentan como parte de los Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, que constituyen un 30,17% de los activos totales y ganancia de operaciones discontinuadas que representan un 33,27% de la ganancia consolidada por el año terminado a 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 de dichas sociedades asociadas, 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 a las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

THE POWER OF BEING UNDERSTOOD
AUDIT | TAX | CONSULTING

RSM Chile Auditores Ltda. es miembro de la red RSM y comercializa como RSM. RSM es el nombre comercial usado por los miembros de la red RSM. Cada miembro de la red RSM es una firma de contaduría y asesoría independiente la cual ejerce bajo sus propios derechos. La red RSM no es en sí una entidad legal separada en ninguna jurisdicción.

RSM Chile Auditores Ltda.
Av. El Golf 40 - Oficina 703
Las Condes, Santiago, Chile
T: +56 (2) 2580 0400
www.rsmchile.com

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

Opinión

En nuestra opinión, basada en nuestras auditorías y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enel Distribución Chile S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2016 y 2015 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas, de acuerdo con Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Énfasis en un asunto

Por acuerdo de Junta Extraordinaria de Accionistas realizada con fecha 18 de diciembre de 2015, se acordó la división de la sociedad, surgiendo una nueva, Chilectra Américas S.A., en la cual se concentraron todas las operaciones realizadas en otros países de la región y, manteniendo en la continuadora, Enel Distribución Chile S.A., todas las operaciones realizadas en el país. Con fecha 1 de marzo de 2016 se materializó la creación de esta nueva sociedad, dando inicio legalmente a sus operaciones. En virtud de lo anterior, se consideró que la transacción reunía las condiciones para aplicar la Norma Internacional de Información Financiera N°5 "Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas". Como consecuencia de esto, en los estados financieros finalizados al 31 de diciembre de 2015, los activos y pasivos asignados a Chilectra Américas S.A., se presentan clasificados como operaciones discontinuadas. Adicionalmente, en los estados consolidados de resultados integrales de ese ejercicio se han reclasificado los resultados provenientes de la inversión en asociadas extranjeras, presentándolas en el rubro Ganancia procedente de operaciones discontinuadas (Notas 3j, 4). No se modifica nuestra opinión con respecto a este asunto.

David Molina C.
Socio
RUT: 8.722.846-0

Santiago, 28 de febrero de 2017

RSM Chile Auditores Ltda.

THE POWER OF BEING UNDERSTOOD
AUDIT | TAX | CONSULTING

RSM Chile Auditores Ltda. es miembro de la red RSM y comercializa como RSM. RSM es el nombre comercial usado por los miembros de la red RSM. Cada miembro de la red RSM es una firma de contaduría y asesoría independiente la cual ejerce bajo sus propios derechos. La red RSM no es en si una entidad legal separada en ninguna jurisdicción.

RSM Chile Auditores Ltda.
Av. El Golf 40 - Oficina 703
Las Condes, Santiago, Chile
T: +56 (2) 2580 0400
www.rsmchile.com

Estados de Situación Financiera Consolidados

Clasificado al 31 de diciembre de 2016 y 2015. (En Miles de Pesos)

Al 31 de diciembre de 2016 y 31 de diciembre 2015
(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	6	23.378.614	18.429.619
Otros Activos Financieros Corrientes	7-20	47.517	15.259.790
Otros Activos No Financieros, Corrientes		11.091.061	3.392.970
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes	8-20	180.290.279	227.262.809
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente	9-20	8.895.440	9.842.487
Inventarios	10	1.878.071	3.076.251
Activos por Impuestos Corrientes	11	19.541.749	5.429.749
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.		245.122.731	282.693.675
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	4	-	481.570.738
Activos no Corrientes o grupos de activos para su disposición		-	481.570.738
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		**245.122.731**	**764.264.413**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros Activos Financieros No Corrientes	7-20	24.973	31.731
Otros Activos No Financieros No Corrientes		1.019.050	997.470
Cuentas comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar no Corrientes	8-20	24.978.209	14.214.946
Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación	13	60.325	58.695
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía	14	25.430.420	22.935.431
Plusvalía	15	2.240.478	2.240.478
Propiedades, Planta y Equipo, (Neto)	16	774.999.729	725.957.955
Activos por Impuestos Diferidos	17	449.930	303.688
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		**829.203.114**	**766.740.394**
TOTAL ACTIVOS		**1.074.325.845**	**1.531.004.807**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Estados de Situación Financiera Consolidados

Clasificado al 31 de diciembre de 2016 y 2015. (En Miles de Pesos)

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros Pasivos Financieros Corrientes	18-20	102	96
Cuentas por pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar Corrientes	20-21	151.549.874	149.694.893
Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas Corrientes	9-20	96.520.909	206.345.602
Otras Provisiones Corrientes	22	104	36.140
Pasivos por Impuestos Corrientes	11	113.855	16.248
Otros Pasivos No Financieros Corrientes	12	11.499.992	6.097.328
Total de Pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**259.684.836**	**362.190.307**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	4	-	**1.325.866**
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		**259.684.836**	**363.516.173**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	21	30.091	54.165
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	9-20	50.000.180	-
Otras Provisiones No Corrientes	22	5.780.994	5.413.164
Pasivo por Impuestos Diferidos	17	20.502.853	21.992.030
Provisiones por Beneficios Post Empleo No Corrientes	23	29.655.884	26.935.996
Otros Pasivos No Financieros No Corrientes	24	313.504	435.689
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**106.283.506**	**54.831.044**
TOTAL PASIVOS		**365.968.342**	**418.347.217**
PATRIMONIO			
Capital Emitido	25.1	230.137.980	367.928.682
Ganancias (Pérdidas) Acumuladas		794.856.204	1.225.045.537
Primas de Emisión		354.220	566.302
Otras Reservas	25.4	(316.995.580)	(480.887.352)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**708.352.824**	**1.112.653.169**
Participaciones no controladoras	**25.5**	**4.679**	**4.421**
TOTAL PATRIMONIO		**708.357.503**	**1.112.657.590**
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		**1.074.325.845**	**1.531.004.807**

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)

ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre 2016 M$	 2015 M$
Ingresos de actividades ordinarias	26	1.310.175.226	1.247.900.614
Otros ingresos, por naturaleza	26	5.585.627	9.831.551
Total de Ingresos		**1.315.760.853**	**1.257.732.165**
Materias primas y consumibles utilizados	27	(1.042.329.385)	(983.732.902)
Margen de Contribución		**273.431.468**	**273.999.263**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		6.338.547	5.753.242
Gastos por beneficios a los empleados	28	(35.557.457)	(32.454.962)
Gasto por depreciación y amortización	29	(30.399.304)	(29.082.449)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del período	29	(5.141.179)	(6.738.750)
Otros gastos, por naturaleza	30	(52.077.948)	(62.182.650)
Resultado de Explotación		**156.594.127**	**149.293.694**
Otras ganancias (pérdidas)	31	(831)	14.660.351
Ingresos financieros	32	14.289.185	13.308.032
Costos financieros	32	(6.488.659)	(1.426.792)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	1.818	5.248
Diferencias de cambio	32	(196.101)	(184.760)
Resultado por unidades de reajuste	32	974.891	973.087
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto		**165.174.430**	**176.628.860**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	33	(32.589.362)	(36.956.051)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**132.585.068**	**139.672.809**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas	4	8.914.398	49.077.924
GANANCIA (PÉRDIDA)		**141.499.466**	**188.750.733**
Ganancia (Pérdida) Atribuible a			
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		141.499.212	188.750.403
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras		254	330
GANANCIA (PÉRDIDA)		**141.499.466**	**188.750.733**
Ganancias por acción básica			
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	$/acción	115,21	121,38
Ganancias (pérdidas) por acción basicas en operaciones discontinuadas	$/acción	7,75	42,65
Ganancia (pérdida) por acción básica	$/acción	122,96	164,03
Numero promedio ponderado de acciones ordinarias en ciculación	Miles	1.150.742,16	1.150.742,16
Ganancias por acción diluidas			
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	$/acción	115,21	121,38
Ganancias (pérdidas) diluida por acción procedentes de operaciones discontinuadas	$/accion	7,75	42,65
Ganancias (pérdida) diluida por acción	$/acción	122,96	164,03
Numero promedio ponderado de acciones ordinarias en ciculación	Miles	1.150.742,16	1.150.742,16

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	Nota	enero - diciembre 2016 M$	2015 M$
Ganancia (Pérdida)		141.499.466	188.750.733
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) actuariales por planes de beneficios definidos	17	(2.996.537)	(3.266.251)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		(2.996.537)	(3.266.251)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos			
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión	17	(18.256.483)	(103.024.067)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta	17	(6.758)	1.112
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	17	(520.541)	(3.573.117)
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados	17	(1.974.303)	(3.384.648)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(20.758.085)	(109.980.720)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(23.754.622)	(113.246.971)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo			
Impuestos a las ganancias relacionados con planes de beneficios definidos		809.066	881.888
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo		809.066	881.888
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo			
Impuestos a las ganancias relacionados con coberturas de flujos de efectivo	17	1.659.066	1.142.629
Impuestos a las ganancias relacionados con activos financieros disponibles para la venta	17	1.825	(300)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		1.660.891	1.142.329
Total Otro resultado integral		(21.284.665)	(111.222.754)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**120.214.801**	**77.527.979**
Resultado integral atribuible a			
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		120.214.547	77.527.648
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		254	331
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**120.214.801**	**77.527.979**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Estados de Cambios en el Patrimonio

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(En Miles de Pesos)

			Cambios en otras reservas		
Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión M$	Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos M$
Saldo Inicial al 01-01-2016	**367.928.682**	**566.302**	**-**	**2.896.891**	**-**
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	-	(315.237)	(2.187.471)
Resultado integral	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	
Disminución (incremento) por otras distribuciones a los propietarios	(137.790.702)	(212.082)	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	2.187.471
Total de cambios en patrimonio	**(137.790.702)**	**(212.082)**	**-**	**(315.237)**	**-**
Saldo del periodo al 31-12-2016	**230.137.980**	**354.220**	**-**	**2.581.654**	**-**

			Cambios en otras reservas		
Estado de cambios en patrimonio	Capital emitido	Primas de emisión	Reservas por diferencias de cambio por conversión M$	Reservas de coberturas de flujo de caja M$	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos M$
Saldo Inicial al 01-01-2015	**367.928.682**	**566.302**	**(17.119.540)**	**12.553.542**	**(33.890.116)**
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	(103.024.067)	(2.511.159)	(5.688.341)
Resultado integral	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	120.143.607	(7.145.492)	39.578.457
Total de cambios en patrimonio	**-**	**-**	**17.119.540**	**(9.656.651)**	**33.890.116**
Saldo del periodo al 31-12-2015	**367.928.682**	**566.302**	**-**	**2.896.891**	**-**

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	Total otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
15.144	**(333.610.973)**	**(150.188.414)**	**(480.887.352)**	**1.225.045.537**	**1.112.653.169**	**4.421**	**1.112.657.590**
-	-	-	-	141.499.212	141.499.212	254	141.499.466
(4.933)	(178)	(18.776.846)	(21.284.665)	-	(21.284.665)	-	(21.284.665)
-	-	-	-	-	120.214.547	254	120.214.801
-	-	-	-	(42.626.775)	(42.626.775)	-	(42.626.775)
-	23.787.170	168.965.274	192.752.444	(526.874.299)	(472.124.639)	-	(472.124.639)
-	(9.763.464)	(14)	(7.576.007)	(2.187.471)	(9.763.478)	4	(9.763.474)
(4.933)	**14.023.528**	**150.188.414**	**163.891.772**	**(430.189.333)**	**(404.300.345)**	**258**	**(404.300.087)**
10.211	**(319.587.445)**	**-**	**(316.995.580)**	**794.856.204**	**708.352.824**	**4.679**	**708.357.503**

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	Total otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Patrimonio total
14.332	**(333.607.178)**	**-**	**(372.048.960)**	**1.227.190.357**	**1.223.636.381**	**4.090**	**1.223.640.471**
-	-	-	-	188.750.403	188.750.403	330	188.750.733
812	-	-	(111.222.755)	-	(111.222.755)	1	(111.222.754)
-	-	-	-	-	77.527.648	331	77.527.979
-	-	-	-	(188.510.860)	(188.510.860)	-	(188.510.860)
-	(3.795)	(150.188.414)	2.384.363	(2.384.363)	-	-	-
812	**(3.795)**	**(150.188.414)**	**(108.838.392)**	**(2.144.820)**	**(110.983.212)**	**331**	**(110.982.881)**
15.144	**(333.610.973)**	**(150.188.414)**	**(480.887.352)**	**1.225.045.537**	**1.112.653.169**	**4.421**	**1.112.657.590**

Estados de Flujos de Efectivos Consolidados, Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.
(En Miles de Pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	Diciembre 2016 M$	Diciembre 2015 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación			
Clases de cobros por actividades de operación			
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		1.629.603.975	1.551.360.319
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		3.390.424	-
Otros cobros por actividades de operación		2.534.290	3.364.034
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación			
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.353.767.064)	(1.225.939.075)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(37.544.768)	(32.764.532)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(1.200.852)	(1.132.856)
Otros pagos por actividades de operación		(52.627.088)	(46.211.381)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)			
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(41.238.984)	(54.940.380)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(976.783)	(1.667.387)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		**148.173.150**	**192.068.742**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión			
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios		3.003	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		1.719.396	-
Préstamos a entidades relacionadas		(16.975.437)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		15.230.399	-
Compras de propiedades, planta y equipo		(56.766.511)	(83.822.877)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(183.759)	(44.260)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		355.122	869.703
Cobros a entidades relacionadas		417	-
Dividendos recibidos		-	17.922.661
Intereses recibidos		1.680.470	875.115
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		**(54.936.900)**	**(64.199.658)**
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación			
Total importes procedentes de préstamos		6	-
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		6	-
Préstamos de entidades relacionadas		217.561.562	56.186.063
Pagos de préstamos de entidades relacionadas		(150.588.130)	(95.311.497)
Dividendos pagados		(149.313.431)	(66.396.571)
Intereses pagados		(4.570.616)	(372.968)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(12.191.788)	(659.857)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		**(99.102.397)**	**(106.554.830)**
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**(5.866.147)**	**21.314.254**
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		120.690	93.224
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**(5.745.457)**	**21.407.478**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período		29.124.071	7.716.593
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	6	**23.378.614**	**29.124.071**

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados.

Estados Financieros

Correspondientes a los Ejercicios Terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015. (En Miles de Pesos)

Nota 1. Actividad y Estados Financieros del Grupo

Enel Distribución Chile S.A., ex - Chilectra S.A., (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enel Distribución Chile (en adelante, "Enel Distribución Chile" o el "Grupo").

Enel Distribución Chile S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Piso 8, Santiago de Chile. La existencia de la Compañía bajo su actual nombre, Enel Distribución Chile S.A., data del 11 de octubre de 2016, cuando se modificó su razón social mediante reforma de estatutos, en el contexto del proceso de reorganización societaria que está llevando a cabo el Grupo (ver Nota N° 4). La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0931.

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

La dotación del Grupo alcanzó los 673 trabajadores al 31 de diciembre de 2016. En promedio la dotación que el grupo tuvo durante el ejercicio 2016 fue de 670 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica (ver Nota N°36).

Enel Distribución Chile tiene como objeto social explotar en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase; suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas. Realizar en forma directa o a través de otras empresas, la compra, venta, importación, exportación, elaboración o producción, comercialización y distribución, por cuenta propia o ajena, de toda clase de mercaderías que digan relación con la energía, el hogar, deportes, esparcimiento o la computación. La Sociedad podrá también, en el país o en el extranjero, prestar servicios en materias relacionadas con los referidos objetos.

El negocio de distribución eléctrica en que opera Enel Distribución Chile, se rige bajo el contrato de concesión que indica estrictamente la zona en que prestará servicios de suministro de energía, dicha zona de concesión de Enel Distribución Chile es de 2.105 km², que abarca 33 comunas de la Región Metropolitana que incluyen las zonas de nuestras filiales Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

Los estados financieros consolidados de Enel Distribución Chile correspondientes al ejercicio 2015 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 15 de febrero de 2016 y posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 27 de abril de 2016, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Nota 2. Bases de Presentacion de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios contables.

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

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enel Distribución Chile y 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 al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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

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

Estos estados financieros consolidados se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo a NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable, y de aquellos activos no corrientes y grupos en desapropiación disponibles para la venta, o mantenidos para distribuir a los propietarios que se registran al menor entre el valor contable y el valor razonable menos costos de venta (ver Nota N°4).

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser ésta la moneda funcional y de presentación del Grupo. Las operaciones en moneda extranjera se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en la Notas N° 3.l.

2.2 Nuevos Pronunciamientos Contables.

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para periodos anuales iniciados a partir del:
Enmienda a NIIF11: Adquisición 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: NIIF5 "Activos no Corrientes Disponibles para la Venta y Operaciones Discontinuadas", NIIF7 "Instrumentos Financieros: Información a Revelar", NIC19 "Beneficios a los Empleados" y NIC34 "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 Distribución Chile 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.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 9: Instrumentos Financieros.	1 de enero de 2016.
NIF15: Ingresos de actividades ordinarias procedentes de contratos con clientes.	1 de enero de 2016.
NIIF16: Arrendamientos.	1 de enero de 2016.

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 reexpresar 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.

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 con soluciones prácticas o el método del efecto acumulado. Se permite la adopción anticipada. El Grupo preliminarmente estima que en la fecha de aplicación obligatoria aplicará el método del efecto acumulado. Como resultado el Grupo aplicará la NIIF 15 de forma retroactiva sólo a contratos que vigentes en la fecha de aplicación inicial, reconociendo el efecto acumulado de la aplicación inicial de la norma como un ajuste al saldo de apertura de las ganancias acumuladas del periodo de presentación anual que incluya la fecha de aplicación inicial.

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

La NIIF 15 requiere revelaciones más detalladas que las normas actuales. Los requisitos de divulgación representan un cambio significativo respecto a la práctica actual y aumentan significativamente el volumen de revelaciones a incluir en los estados financieros del Grupo. Durante el año 2017, de acuerdo al cronograma de 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 estable 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, 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 Distribución Chile espera revelar su método de transición e información cuantitativa antes de la fecha de adopción.

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 acerca de las actividades de financiación del estado de flujos de efectivo	1 de enero de 2017.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2014-2016)	
Corresponde a una serie de enmiendas menores que aclaran, corrigen o eliminan una redundancia en las siguientes normas: NIIF 1 "Adopción por primera vez de las NIIF", NIIF 12 "Información a revelar sobre participaciones en otras entidades" y NIC 28 "Inversiones en asociadas y negocios conjuntos".	NIIF 12: 1 de enero de 2017. NIIF 1: 1 de enero de 2018. NIC 28: 1 de enero de 2018.
CINIIF 22: Transacciones en moneda extranjera y contraprestación anticipada	
Esta interpretación aborda la forma de determinar la fecha de la transacción a efectos de establecer el tipo de cambio a utilizar en transacciones en moneda extranjera, cuando la contraprestación se paga o se recibe antes de reconocer los ingresos, gastos o activos relacionados.	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIIF 2: Clasificación y medición de transacciones de pagos basados en acciones	
Estas modificaciones especifican los requerimientos contables respecto a: i) condiciones de cumplimiento cuando los pagos basados en acciones se liquidan en efectivo; ii) transacciones de pago basados en acciones con características de liquidación neta en la retención de las obligaciones tributarias; y iii) modificación de los términos y condiciones de un pago basado en acciones que cambia su clasificación de transacción liquidada en efectivo a transacción liquidada con instrumentos de patrimonio.	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIC 40: Transferencias de propiedades de inversión	
El IASB emitió esta enmienda para aclarar si un cambio en la intención de la administración es insuficiente por sí misma para justificar que una propiedad, previamente reconocida, sea reclasificada de la categoría de propiedad de inversión.	1 de enero de 2018.
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos	
La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 "Estados Financieros Consolidados" y la NIC 28 "Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos" respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto. El IASB decidió aplazar la fecha de aplicación efectiva de esta enmienda de manera indefinida, en espera del resultado de su proyecto de investigación sobre el método de participación.	1 de enero de 2018.

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 Distribución Chile y filiales.

2.3 Responsabilidad de la información, juicios y estimaciones realizadas.

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

En la preparación de los estados financieros consolidados se han utilizado determinados juicios 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:

> Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro, (ver Nota N°3.d).
> Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable. (ver Nota N°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 N°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 Nota N°23.3).
> La vida útil de las propiedades, planta y equipos e intangibles (ver Notas N°3.a y N°3.c).
> Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Nota N°3.g).
> La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores (ver Nota N°3.o).
> 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 consolidados, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.(ver Anexo N° 6).
> La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota N°3.k).
> Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar. (ver Nota N°3.a).
> Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota N°3.n).

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 periodos, 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 Distribución Chile, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presentes los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimiento variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

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

El Grupo reevaluará si tiene o no control sobre 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 N°2.6.

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

2.4.1 Variaciones del Perímetro de Consolidación.

Con fecha 1 de marzo de 2016, en el marco del proceso de reorganización societaria y como consecuencia de la operación de división descrita en la Nota N°4, se ha producido la baja de la sociedad Chilectra Inversud que mantenía por intermedio de sus asociadas parte del negocio de distribución fuera de 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 N°4.

2.5 Sociedades Asociadas.

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

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

Las sociedades asociadas se integran a los estados financieros consolidados por el método de la participación, tal como se describe en la Nota N°3.h.

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas", se describe la relación de Enel Distribución Chile con cada una de sus asociadas.

2.6 Principios de Consolidación y Combinaciones de Negocios.

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 valorización establecidos en otras NIIF. Si el valor razonable de 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 resultado, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir el valor razonable de estos montos.

   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 periodo 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 presentado 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.

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 consolidados y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidados.

3. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.

4. 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 puede 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.

Nota 3.
Criterios Contables Aplicados

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

a) Propiedades, Planta y Equipo.

Las Propiedades, Planta y Equipo 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 periodo de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un periodo de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como por ejemplo, instalaciones eléctricas de distribución. El Grupo define periodo 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.

A la fecha de los presentes estados financieros consolidados la sociedad no ha capitalizado intereses.

> Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso son activados (ver Nota N°16.d).
> 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.

Las construcciones en curso se traspasan a activos en explotación una vez finalizado el periodo 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 periodo en que se incurren.

Las Propiedades, Planta y Equipo 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 periodo en el que las sociedades esperan utilizarlos. La vida útil estimada se revisa al menos una vez al año y, si procede, se ajusta en forma prospectiva.

Los terrenos no se deprecian por tener vida útil indefinida.

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

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 2.6.1).

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 N°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.

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

c.1) Gastos de Investigación y Desarrollo

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 resultado integrales consolidado en el periodo en que se incurran.

c.2) Otros Activos Intangibles

Estos activos intangibles corresponden fundamentalmente a programas informáticos y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran al 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 4 años. Las servidumbres de paso tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, producto que los contratos por su naturaleza son de carácter permanente e indefinido.

d) Deterioro del Valor de los Activos No Financieros.

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

Independientemente de lo señalado en el párrafo anterior, en el caso de las Unidades Generadoras de Efectivo 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 valor 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, planta y equipo, de la plusvalía, y del activo intangible, a nivel de cada UGE, el valor en uso es el enfoque utilizado por el Grupo en prácticamente la totalidad de los casos.

Para estimar el valor en uso, el Grupo prepara las proyecciones de flujos de caja futuros antes de impuestos a partir de los presupuestos más recientes disponibles. Estos presupuestos incorporan las mejores estimaciones de la Gerencia del Grupo sobre los ingresos y costos de las Unidades Generadoras de Efectivo utilizando las proyecciones sectoriales, la experiencia del pasado y las expectativas futuras.

Estas proyecciones cubren, en general, los próximos cinco años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales, en ningún caso son crecientes ni supera

a la tasa media de crecimiento a largo plazo para el sector y país. Al cierre del ejercicio de 2016 y 2015, la tasa utilizada para extrapolar las proyecciones fueron las siguientes :

Tasa de crecimiento (g)

País	Moneda	2016		2015	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	4,7%	4,7%	4,5%	5,1%

Estos flujos se descuentan para calcular su valor actual a una tasa antes de impuesto, 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 descuentos antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas al cierre del 2016 y 2015 fueron las siguientes:

Tasa de descuento

País	Moneda	2016		2015	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	8,1%	8,1%	8,1%	12,7%

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

e) Arrendamientos.

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, el Grupo 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

periodo 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 los 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 N°3.h y N°13) y los activos no corrientes mantenidos para la venta o mantenidos para distribuir a los propietarios en cuatro categorías:

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

  El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del periodo 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 periodo más corto) con el importe 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.

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 resultado integrales consolidados: "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 periodo.

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

f.2) Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes

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

f.3) Deterioro de Valor de los Activos Financieros

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

- En el caso de los activos financieros que tienen origen comercial incluidos dentro de la categoría "Préstamos y cuentas por cobrar", se provisionan los saldos sobre los que existe evidencia objetiva de la incapacidad de recuperación de valor. Con carácter general, el grupo tiene 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.

- 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.

- En el caso de las inversiones financieras disponibles para la venta, los criterios de deterioro se detallan en la Nota N° 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 periodos posteriores estas obligaciones se valoran a su costo amortizado, utilizando el método de la tasa de interés efectiva.

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

f.6) Baja de Activos y Pasivos Financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

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

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

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 recibida para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagada 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 observable.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración de 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 esta 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.

h) Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación.

Las participaciones que el Grupo posee en asociadas se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada 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 de la participación 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 sociedad o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, si no que al cierre de cada ejercicio contable o cuando existan indicios se procede a estimar si se ha producido en ella algún 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 las ganancias (pérdidas) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el Anexo N°2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas", se describe la relación de Enel Distribución Chile S.A. con cada una de sus asociadas.

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) mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios y operaciones discontinuadas.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Los resultados después de impuestos de las operaciones discontinuadas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada "Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas", así como

también la ganancia o pérdida reconocida por la medición a valor razonable menos los costos de venta o por la disposición de los activos o grupos para su disposición que constituyan la operación discontinuada.

k) Provisiones.

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

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

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

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

k.1) Provisiones por Obligaciones Post Empleo y Otras Similares

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

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

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

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

l) 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 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.

m) 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 periodo. Los activos y pasivos por impuestos diferidos se clasifican como no corrientes.

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

n) 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 periodo 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 que resulte probable que existan ganancias tributarias

futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectivos los créditos, salvo que el activo por impuesto diferido relativo a diferencia temporal deducible surja del reconocimiento inicial de un activo o pasivo en una transacción que:

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

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

Se reconocen pasivos por impuestos diferidos para todas las diferencias temporarias, excepto aquellas derivadas del reconocimiento inicial de plusvalías y de aquellas cuyo origen está dado por la valorización de las inversiones en filiales y asociadas, 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 las correcciones necesarias en función del resultado de este análisis.

Los activos por impuestos diferidos y lo 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.

o) 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:

> Distribución de energía eléctrica: los ingresos se registran en función de las cantidades de energía suministrada a los clientes durante el ejercicio, a los precios establecidos en los respectivos contratos o los

precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente, según sea el caso. Estos ingresos incluyen una estimación de la energía suministrada aún no leída en los medidores del cliente.

Solo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la presentación 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.

El Grupo opera principalmente en el segmento de distribución de energía eléctrica y un porcentaje menor corresponde a otros ingresos relacionados con la actividad principal.

p) Ganancia (Pérdida) por Acción.

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

La ganancia básica por acción de operaciones continuadas y discontinuadas se calculan como el cociente entre la ganancia (pérdida) después de impuestos procedente de operaciones continuadas y discontinuas, 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.

q) 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 Distribución Chile S.A., 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 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.

r) Estado de Flujos de Efectivo.

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

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

>

Nota 4. Operaciones Discontinuadas

Activos No Corrientes o Grupo de Activos para su Disposicion Clasificados como Mantenidos para la Venta o como Mantenidos para Distribuir a los Propietarios.

Antecedentes Generales

Con fecha 28 de abril de 2015, la Sociedad informó a la SVS, mediante un hecho esencial, que el Directorio de su entonces matriz directa, Enersis S.A. (actualmente Enersis Américas S.A.), le comunicó que resolvió iniciar los trabajos de análisis de una reorganización societaria, tendiente a la separación de las actividades de generación y distribución en Chile del resto de actividades desarrolladas fuera de Chile por Enersis S.A. y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (actualmente Enel Generación Chile S.A.) y Chilectra S.A. (actualmente Enel Distribución Chile S.A.), manteniendo la pertenencia al Grupo Enel SpA.

Al respecto, en el mismo hecho esencial, el Directorio de Chilectra S.A. informó que acordó iniciar los estudios tendientes a analizar una posible reorganización societaria ("reorganización") consistente en la división de la Sociedad, para la segregación de los negocios en Chile y fuera de Chile, y eventualmente una futura fusión de estos últimos en una sola sociedad. Además, se indicó que el objetivo de esta reorganización es la generación de valor para todos sus accionistas, que ninguna de estas operaciones requeriría el aporte de recursos adicionales de parte de los accionistas, que la posible reorganización societaria se estudiaría teniendo en consideración tanto el interés social como el de todos los accionistas, con especial atención al interés minoritario, y que de ser aprobada sería, en su caso, sometida a la aprobación de una Junta Extraordinaria de Accionistas.

Esta reorganización societaria consta de dos fases:

- la división de Enersis S.A., y sus filiales Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante Endesa Chile) y Chilectra S.A. de forma que queden separados, por un lado los negocios de generación y distribución en Chile y, por otro, las actividades fuera de Chile, y
- la ulterior fusión de las sociedades propietarias de participaciones sociales en negocios fuera de Chile. En esta operación Enersis S.A. absorbería por fusión a Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A., empresas que surgirían a partir de la división de Endesa Chile y Chilectra S.A., respectivamente.

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

Con fecha 1 de marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Chilectra S.A. y desde esa misma fecha comenzó a existir la compañía Chilectra Américas S.A., a la cual se le asignaron las participaciones societarias y activos y pasivos asociados a las actividades fuera de Chile. Consecuentemente, se verificó la correspondiente disminución de capital de Chilectra S.A. y demás reformas de

estatutos. En esta misma fecha los activos y pasivos de Chilectra S.A. fueron transferidos a Enersis Chile S.A. (actualmente Enel Chile S.A.), sociedad que surgió de la división de Enersis S.A., y a la cual le fueron asignado los negocios de generación y distribución en Chile.

Aspectos Contables.

A contar del 31 de diciembre de 2015, fecha en que se cumplieron los requisitos establecidos en la NIIF 5 "Activos no corrientes disponibles para la venta y operaciones discontinuadas", la compañía efectuó los siguientes registros contables:

Activos y Pasivos

Todos los activos y pasivos relacionados con el negocio de distribución fuera de Chile (Edesur S.A., Ampla Energía y Servicios S.A., Distrilima S.A., Codensa S.A.E.S.P. y Enel Brasil S.A.) fueron considerados como "Activos no corrientes o grupo de activos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios", o como "Pasivos no corrientes o grupo de pasivos para su disposición clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios, según corresponda, habiéndose procedido a reclasificar sus saldos de acuerdo a lo indicado en la Nota N°3.j.

A continuación se presentan los principales grupos de activos y pasivos clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios al 1 de Marzo de 2016, fecha en que se materializó la división de Enel Distribución Chile, y al 31 de diciembre de 2015:

Operaciones discontinuadas Traspaso a Mantenidos para distribuir a los propietarios	01-03-2016 M$	31-12-2015 M$
ACTIVOS CORRIENTES		
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.658.770	10.694.452
Otros activos financieros corrientes	31.692	188.143
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	-	104
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	7.753.639	8.208.642
Activos por impuestos corrientes	431.530	431.522
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	**19.875.631**	**19.522.863**
ACTIVOS NO CORRIENTES		
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	452.431.754	462.006.979
Activos por impuestos diferidos	41.504	40.896
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	**452.473.258**	**462.047.875**
TOTAL DE ACTIVOS	**472.348.889**	**481.570.738**
PASIVOS CORRIENTES		
Otros pasivos financieros corrientes	-	92.682
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	8	293.819
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	636.116
Otras provisiones corrientes	3.595	3.595
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	**3.603**	**1.026.212**
PASIVOS NO CORRIENTES		
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	-	299.654
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	**-**	**299.654**
TOTAL PASIVOS	**3.603**	**1.325.866**

Ingresos y Gastos

Todos los ingresos y gastos correspondientes a los negocios de distribución fuera de Chile (Edesur S.A., Ampla Energía y Servicios S.A., Distrilima S.A., Codensa S.A.E.S.P. y Enel Brasil S.A.), objeto de distribución a los propietarios, generados hasta la fecha de materialización de la división de Enel Distribución Chile 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.

Operaciones discontinuas Estado de Resultados Consolidados	29-02-2016 M$	31-12-2015 M$
Gastos de Personal	-	(371.073)
Otros Gastos Fijos de Explotación	(178.536)	(1.012.454)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	(178.536)	(1.383.527)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	(178.536)	(1.383.527)
RESULTADO FINANCIERO	(150.203)	(1.116.599)
Ingresos Financieros	-	236.600
Gasto fijnanciero	-	(475.562)
Resultados por Unidades de Reajuste	-	1.240
Diferencias de Cambio	**(150.203)**	**(878.877)**
Diferencias de Cambio Positivas	-	1.475.581
Diferencias de Cambio Negativas	(150.203)	(2.354.458)
Resultado de Sociedades Contabilizadas por el Método de Participación	9.201.633	62.806.609
RESULTADOS ANTES DE IMPUESTOS	**8.872.894**	**60.306.483**
Impuesto Sobre Sociedades	41.504	(11.228.559)
RESULTADO DESPUES DE IMPUESTOS	**8.914.398**	**49.077.924**

Otros Resultados Integrales Acumulados en el Patrimonio Neto

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

Operaciones discontinuas	29-02-2016 M$	31-12-2015 M$
Diferencia de Cambio por conversión	138.400.089	(120.143.607)
Cobertura de flujo de caja	(6.626.283)	7.146.646
Reserva de ganancia y pérdida por planes de beneficios definidos	37.191.468	(37.191.453)
Total	**168.965.274**	**(150.188.414)**

Flujo de Efectivo

A continuación se presentan los flujos netos de efectivo procedentes de las actividades de operación, inversión y financiación atribuibles a las Operaciones discontinuadas durante el periodo terminado al 29 de febrero de 2016 y 31 de diciembre de 2015.

Operaciones discontinuas Estado de flujo de efectivo neto resumido	29-02-2016 M$	31-12-2015 M$
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	(287.837)	(2.687.282)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	1.320.246	18.748.104
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(67.311)	(8.250.606)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	**965.098**	**7.810.216**
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	(780)	34.749
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	**964.318**	**7.844.965**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	10.694.452	2.849.487
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	11.658.770	10.694.452

Otros Antecedentes

Producto de la materialización de la división de Enel Distribución Chile, se devengó para la Compañía la obligación de pagar impuestos en Perú por un monto de 74 millones de Nuevos Soles Peruanos, correspondiente a MM$16.354. Este impuesto, que se pagó en abril de 2016, se genera por la Ley del Impuesto a la Renta en Perú, grava la transferencia de las participaciones que Enel Distribución Chile poseía en dicho país y que fueron transferidas a Chilectra Américas S.A. La base de cálculo para la determinación del impuesto corresponde a la diferencia entre el valor de enajenación y el costo de adquisición de las citadas participaciones. Luego de apelación a la SUNAT, se procedió al recalculo de impuesto cancelado provisionándose al 31 de diciembre de 2016, un monto de MM$1.074 lo que fue girado a favor de Enel distribución Chile S.A. con fecha 6 de enero de 2017.

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

Nota 5. Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

Aspectos Generales.

1. Marco Regulatorio

En Chile, el sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. Nº 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la **Comisión Nacional de Energía (CNE)**, que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, proponer planes de expansión de la transmisión y elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la **Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)**, que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el **Ministerio de Energía** que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética, agrupando bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector.

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

La Ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

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

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

De acuerdo a la Ley Eléctrica, el mercado eléctrico chileno se encuentra coordinado por un organismo independiente de derecho público, denominado Coordinador Eléctrico Nacional, cuya función es operar de manera segura y económica, los actuales Sistemas Interconectados Central y del Norte Grande y en el futuro próximo el Sistema Eléctrico Nacional. El Coordinador Eléctrico Nacional planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores.

Límites a la integración y concentración

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. La Ley Eléctrica define límites de participación para compañías generadoras o distribuidoras en el segmento de Transmisión Nacional, y prohíbe la participación de empresas de Transmisión Nacional en el segmento de generación y distribución.

1.1 Segmento de Generación

Las empresas de generación deben operar de forma supeditada al plan de operación del Coordinador. No obstante, cada compañía puede decidir libremente si vender su energía a clientes regulados o no regulados. Cualquier superávit o déficit entre sus ventas a clientes y su producción, es vendido o comprado a otros generadores al precio del mercado spot.

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

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

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

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

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

Energías renovables no convencionales

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

1.2 Segmento de Transmisión

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

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

La planificación de los sistemas de transmisión nacional y zonal corresponde a un proceso regulado y centralizado, en que el Coordinador Nacional emite anualmente un plan de expansión, que debe ser aprobado por la Comisión Nacional de Energía. Las expansiones de ambos sistemas se realizan mediante licitaciones abiertas, distinguiendo entre obras nuevas con licitaciones abiertas a cualquier oferente y obras de expansión de instalaciones existentes, en cuyo caso la propiedad de la expansión corresponde al propietario de las instalaciones original que se modifica. La remuneración de las ampliaciones corresponde al valor resultante de la licitación, lo que constituye la renta para los 20 primeros años desde la entrada en operación. A partir del año 21, la remuneración de esas instalaciones de transmisión se determina como si fueran instalaciones existentes.

1.3 Segmento de Distribución

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

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados o libres. Son clientes regulados aquellos clientes que tienen una capacidad conectada inferior a 5.000 kW. Sin perjuicio de

ello, los clientes con potencia conectada entre 500 kW y 5.000 kW pueden optar por un régimen de tarifa libre o regulada.

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

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

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

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

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

2. Temas Regulatorios 2016

i) Política Nacional de Energía

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

En este contexto, el 29 de Febrero de 2016, el Ministerio de Energía pública en Diario Oficial la aprobación de la Política Nacional de Energía contenida en el documento denominado: "Energía 2050: Política Energética de Chile", con el fin de entregar al país una visión energética de largo plazo. La Política Nacional de Energía

se sustenta en cuatro pilares: Seguridad y Calidad de Suministro, Energía como Motor de Desarrollo, Compatibilidad con el Medio Ambiente y Eficiencia y Educación Energética.

ii) Ley N°20.928 – Ley de Equidad Tarifaria

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

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

iii) Ley N°20.936 – Ley de Transmisión

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

iv) Ley de Distribución

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

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

3. Revisiones Tarifarias y Procesos de Suministro

3.1 Fijación Tarifas de Distribución

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

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

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

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

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

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

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

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

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

iii) **Decretos de Precios:**

a) Precios de nudo promedio:

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

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

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

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

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

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

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

b) Precios de nudo de corto plazo:

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

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

3.2 Fijación de Tarifas de Subtransmisión

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

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

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

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

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

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

3.3 Fijación de Tarifas de Servicios Asociados a la Distribución

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

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

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

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

3.4 Licitaciones

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

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

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

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

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

Nota 6. Efectivo y Equivalentes al Efectivo

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

Efectivo y Equivalentes al Efectivo	Saldo al	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Efectivo en caja	7.802	61.365
Saldos en bancos	5.980.806	6.854.879
Pactos de compra con retroventa	17.390.006	11.513.375
Total	**23.378.614**	**18.429.619**

No existen restricciones por montos significativos a la disposición de efectivo.

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

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo	Moneda	Saldo al	
		31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	$ Chilenos	23.268.288	18.425.937
Monto del efectivo y equivalentes del efectivo	US$	110.326	3.682
Total	**Total**	**23.378.614**	**18.429.619**

c) Conciliación de Efectivo y Equivalentes al Efectivo Presentados en el Balance con el Efectivo y Equivalentes al Efectivo en el Estado de Flujo de Efectivo

Detalle del Efectivo y Equivalentes del Efectivo por Moneda	Saldo al	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	23.378.614	18.429.619
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para los propietarios	-	10.694.452
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	**23.378.614**	**29.124.071**

d) Como consecuencia de la materialización de la división de Enel Distribución Chile S.A. (Ver Nota N°4), con fecha 1 de marzo de 2016 se distribuyeron saldos de efectivo y efectivo equivalente al Grupo Chilectra Américas por un total de M$11.658.770. Este monto corresponde a parte del saldo que a dicha fecha mantenía la sociedad Matriz, más el saldo que poseía Chilectra Inversud S.A. Esta salida de efectivo se presenta como una actividad de financiamiento, dentro de la línea "Otras salidas de efectivo".

Nota 7. Otros Activos Financieros

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

Otros activos financieros	Saldo al			
	31-12-2016		31-12-2015	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	24.973	-	31.731
Inversiones mantenidas hasta el vencimiento (*)	47.517	-	15.259.790	-
Total	**47.517**	**24.973**	**15.259.790**	**31.731**

(*) El saldo corriente al 31 de diciembre de 2015, mayoritariamente corresponde a depósito por cobrar por MM$15.233, producto de la venta de terreno en la comuna de las Condes.

Nota 8. Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corrientes

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

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corriente, Bruto	Saldo al			
	31-12-2016		31-12-2015	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar corrientes, Bruto	**218.437.846**	**24.978.209**	**261.591.105**	**14.214.946**
Deudores comerciales, bruto	199.565.316	2.309.417	238.374.054	2.714.749
Otras cuentas por cobrar, bruto	18.872.530	22.668.792	23.217.051	11.500.197

Cuentas Comerciales por Cobrar y Otras Cuentas por Cobrar Corrientes y no Corrientes, Neto	Saldo al			
	31-12-2016		31-12-2015	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes, neto	**180.290.279**	**24.978.209**	**227.262.809**	**14.214.946**
Deudores comerciales, neto (**)	169.182.812	2.309.417	212.208.580	2.714.749
Otras cuentas por cobrar, neto (*)	11.107.467	22.668.792	15.054.229	11.500.197

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses, salvo por las cuentas a cobrar que se generaron en la aplicación de la CINIIF 12.

(*) Las otras cuentas por cobrar netas corrientes corresponden a cuentas por cobrar al personal por M$3.615.283 en el año 2016, (M$3.986.369 en el 2015), otros servicios facturados por M$5.381.098 en el año 2016, (M$9.980.302 en el 2015) y deudores por contratos de leasing por M$2.111.086 en el año 2016, (M$1.087.558 en el 2015). Las otras cuentas por cobrar no corriente corresponde a deudores por contratos de leasing por M$22.668.792 en el año 2016, (M$11.500.197 en el 2015).

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 periodos terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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

(**) Enel Distribución Chile S.A., al 31 de diciembre de 2016 ha reconocido una provisión de menores ingresos por venta de energía y potencia por M$ -8.581.761 (M$33.649.923 por el ejercicio 2015), producto de la no aplicación de decretos de precio nudo promedio (PNP) y decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP), según señala el artículo 157° de la Ley N°20.018, "Los concesionarios de servicio público de distribución deberán traspasar a sus clientes finales sometidos a regulación de precios los precios a nivel de generación-transporte que resulten de promediar los precios vigentes para dichos suministros conforme a sus respectivos contratos." (Ver Nota N°5).

b) Al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 el análisis de deudores por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

	Saldo al	
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Con vencimiento menor de tres meses	47.550.534	50.616.485
Con vencimiento entre tres y seis meses	4.780.320	6.916.643
Con vencimiento entre seis y doce meses	3.408.773	3.759.543
Con vencimiento mayor a doce meses	12.829.523	19.048.320
Total	**68.569.150**	**80.340.991**

Los movimientos en la provisión y castigo de deudores fueron los siguientes:

Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M$
Saldo al 1 de enero de 2015	**28.657.529**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	6.738.750
Montos castigados	(1.067.983)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**34.328.296**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	5.141.179
Montos castigados	(1.321.908)
Saldo al 31 de diciembre de 2016	**38.147.567**

e) Castigos de Deudores Incobrables:

El castigo de deudores morosos para la estratificación de clientes masivos se realiza a 24 meses de antigüedad 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 Grandes clientes y Clientes Institucionales es a 60 meses.

f) Información Adicional:

> Información adicional estadística requerida por Oficio Circular N° 715 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, de fecha 03 de febrero de 2012, taxonomía XBRL; (Ver Anexo N°3).
> Información adicional requerida en OFORD N°30.202 de fecha 17 de noviembre de 2014, (ver Anexo N°6).

Nota 9. Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

Las transacciones entre la Sociedad y sus Filiales, corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones de mercado. Estas transacciones 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.

9.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Codensa S.A. E.S.P.	Servicios	Menos de 90 días
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Servicios	Menos de 90 días
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Peaje	Menos de 90 días
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Servicios	Menos de 90 días
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (*)	Peaje	Menos de 90 días
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (*)	Otros	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Distribución Perú S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Servicios	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Servicios	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Cta corriente mercantil	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Otros	Menos de 90 días
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (**)	Servicios	Menos de 90 días
76.107.186-6	Servicios Informáticos e inmobiliarios Ltda.	Servicios	Menos de 90 días
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros S.A.	Servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Spa	Servicios	Menos de 90 días
	Total		

(*) Ex - Empresa Nacional de Electricidad S.A.

(**) Ex - Enersis Chile S.A.

No existen cuentas por cobrar que se encuentren garantizadas y deterioradas.

			Saldo al			
			31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
			Corrientes		No corrientes	
Naturaleza de la relación	Moneda	País	M$	M$	M$	M$
Matriz Común	CH$	Chile	21.774	33.870	-	-
Asociada	CH$	Colombia	27.672	-	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	149.609	-	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	57.629	68.175	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	66	-	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	7.264.883	8.996.228	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	58	56.835	-	-
Matriz Común	CH$	Perú	1.073.952	-	-	-
Asociada	CH$	Brasil	24.295	-	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	71.314	9.188	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	-	5.601	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	-	554.449	-	-
Matriz	CH$	Chile	26.131	-	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	109.097	118.100	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	41	41	-	-
Matriz Común	CH$	Italia	68.919	-	-	-
			8.895.440	**9.842.487**	**-**	**-**

b) Cuentas por pagar a entidades relacionadas

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa	Compra de energía	Menos de 90 días
76.321.458-3	Almeyda Solar Spa	Peajes	Menos de 90 días
96.770.940-9	Celta S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Peajes	Menos de 90 días
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peajes	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A.	Servicios	Menos de 90 días
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (*)	Compra de energía	Menos de 90 días
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (*)	Otros	Menos de 90 días
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (*)	Peajes	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Distribuzione	Servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe	Servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy	Servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energía	Servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Ingegneria & Ricersa Sap	Servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Iberoamerica	Servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Spa	Servicios	Menos de 90 días
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (**)	Otros servicios	Menos de 90 días
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (**)	Cuenta Corriente Mercantil	Menos de 90 días
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (**)	Compra de Materiales	Menos de 90 días
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (**)	Dividendos	Menos de 90 días
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (**)	Préstamos	Más de un año
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Materiales	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Servicios	Más de un año
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Cuenta corriente mercantil	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
78.932.860-9	Gas Atacama Chile	Otros servicios	Menos de 90 días
76.107.186-6	Servicios Informáticos e inmobiliarios Ltda.	Servicios	Menos de 90 días
76.126.507-5	Parque Talinay Oriente S.A.	Peajes	Menos de 90 días
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Peajes	Menos de 90 días
	Total		

(*) Ex - Empresa Nacional de Electricidad S.A.

(**) Ex - Enersis Chile S.A.

			Saldo al			
			31-12-2016	31-12-2015	31-12-2016	31-12-2015
			Corrientes		No corrientes	
Naturaleza de la relación	Moneda	País	M$	M$	M$	M$
Matriz Común	CH$	Chile	377.433	400.703	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	45.153	42.059	-	-
Matriz común	CH$	Chile	-	347	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	409.890	442.458	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	92.005	70.821	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	8.221	4.716	-	-
Matriz Común	CH$	España	-	48.951	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	29.273.403	34.041.042	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	4.137	57.306	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	5.973.435	10.671.815	-	-
Matriz Común	CH$	Italia	705.730	331.906	-	-
Matriz Común	CH$	Italia	-	218.305	-	-
Matriz Común	CH$	Italia	-	36.158	-	-
Matriz Común	CH$	Italia	163.911	-	-	-
Matriz Común	CH$	Italia	-	20.594	-	-
Matriz Común	CH$	Italia	469.406	-	-	-
Matriz Común	CH$	Italia	40.306	-	-	-
Matriz	CH$	Chile	1.565.275	-	-	-
Matriz	CH$	Chile	5.730	-	-	-
Matriz	CH$	Chile	12.172.938	-	-	-
Matriz	CH$	Chile	42.063.734	-	-	-
Matriz	CH$	Chile	943.667	-	50.000.000	-
Matriz Común	CH$	Chile	-	6.704.565	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	3.919	2.242.241	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	-	1.590	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	-	147.711.952	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	12.471	-	180	
Matriz Común	CH$	Chile	2.189.506	3.297.878	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	304	177	-	-
Matriz Común	CH$	Chile	335	18	-	-
			96.520.909	**206.345.602**	**50.000.180**	**-**

c) Transacciones más significativas y sus efectos en resultado.

Los efectos en el Estado de Resultado de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción	Pais	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Matriz común	Compra de energía	Chile	(4.685.997)	(2.975.577)
76.321.458-3	Sociedad Almeyda Solar Spa	Matriz común	Peajes	Chile	188.183	(44.056)
96.770.940-9	Celta S.A.	Matriz común	Servicios recibidos	Chile	(1.388.977)	(1.355.941)
76.532.379-7	Chilectra Américas S.A.	Matriz Común	Servicios prestados	Chile	105.432	-
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Matriz Común	Gasto financiero	Chile	(115)	-
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz común	Compra de energía	Chile	(5.222.677)	(4.886.655)
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz común	Peajes	Chile	129.649	159.129
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Matriz Común	Servicios recibidos	Chile	-	(4)
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Matriz Común	Servicios prestados	Chile	54	-
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Matriz común	Peajes	Chile	(17.186)	(10.762)
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (**)	Matriz	Gasto financiero	Chile	(4.193.661)	-
76.536.353-5	Enel Chile S.A. (**)	Matriz	Servicios recibidos	Chile	(20.882.568)	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (*)	Matriz común	Servicios recibidos	Chile	(13.567)	-
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (*)	Matriz común	Compra de energía	Chile	(380.932.871)	(342.107.631)
91.081.000-6	Enel Generación Chile S.A. (*)	Matriz común	Peajes	Chile	2.330.879	3.289.443
Extranjera	Enel Iberoamerica	Matriz Común	Servicios recibidos	Italia	(402.564)	(218.462)
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Matriz Común	Servicios prestados	Italia	813	-
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Matriz Común	Servicios recibidos	Italia	-	(70.084)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz Común	Gasto financiero	Chile	(861.514)	(163.435)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz Común	Servicios recibidos	Chile	(1.312.516)	(9.861.985)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz Común	Compra de Materiales	Chile	-	(7.601.170)
94.271.000-3	Enersis Américas S.A.	Matriz Común	Ingreso financiero	Chile	-	55.192
76.107.186-6	Servicios Informáticos e inmobiliarios Ltda.	Matriz común	Servicios recibidos	Chile	(2.886.032)	(1.787.369)
76.107.186-6	Servicios Informáticos e inmobiliarios Ltda.	Matriz común	Resultado por unidad de reajuste	Chile	-	1.564
Extranjera	Endesa Latinoamericana	Matriz Común	Servicios recibidos	España	-	(18.684)
76.412.562-2	Enel Green Power del Sur	Matriz común	Peajes	Chile	(436)	-
76.179.024-2	Parque Eólico Tal Tal S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	(1.223)	(65)
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Matriz Común	Peajes	Chile	(1.318)	(3.072)
			Total		**(420.048.212)**	**(367.599.624)**

(*) Ex - Empresa Nacional de Electricidad S.A.

(**) Ex - Enersis Chile S.A.

9.2 Directorio y Gerencia del Grupo.

Enel Distribución Chile es administrada por un Directorio compuesto por seis miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

En Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada el 27 de Abril de 2015, se eligieron como directores a las siguientes personas:

1.- Livio Gallo
2.- Gianluca Caccialupi
3.- Iris Boeninger von Kretschmann
4.- Vincenzo Ranieri
5.- Hernán Felipe Errázuriz Correa
6.- Marcelo Llévenes Rebolledo (*)

En Sesión Extraordinaria del directorio de fecha 27 de abril de 2015, se nombró Presidente a don Livio Gallo y Vicepresidente a don Marcelo Llévenes Rebolledo.

(*) Con fecha 31 de marzo de 2016, don Marcelo Llévenes Rebolledo presento su renuncia al cargo de Director y Vicepresidente. En Junta Extraordinaria de Accionistas realizada el día 27 de abril de 2016, se acordó la modificación del artículo octavo de los estatutos sociales, disminuyendo de 6 a 5 el número de directores.

Posteriormente, en la Junta ordinaria de Accionistas celebrada a continuación de la Junta Extraordinaria citada, se designaron Directores de la Compañía a los señores:

1.- Sr. Gianluca Caccialupi
2.- Sra. Francesca Romana Napolitano
3.- Sra. Mónica Hodor
4.- Sra.Iris Boeninger von Krestschmann
5.- Sr.Hernán Felipe Errázuriz Correa

Asimismo, informamos a esa Superintendencia que, en la Sesión N° 07/2016 Extraordinaria del Directorio, celebrada ese mismo día, se procedió a nombrar Presidente del Directorio a don Gianluca Caccialupi y Vicepresidente a doña Francesca Romana Napolitano.

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 al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

> **Otras transacciones**

No existen otras transacciones distintas de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

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 Distribución Chile S.A. La Junta Ordinaria de Accionistas del 27 de Abril de 2015 fijó la siguiente remuneración:

Pagar a cada Director 101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual y 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión. El pago se efectuará de acuerdo al valor que tenga la Unidad de Fomento al día respectivo.

La remuneración del Presidente será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

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

Los ejecutivos de Enel Distribución Chile S.A. no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, pertenecientes al Grupo Empresarial, como tampoco percibirán remuneración o dieta alguna para sí, en el evento de desempeñarse como directores o consejeros de otras sociedades o personas jurídicas nacionales o extranjeras en las que el Grupo Empresarial ostente, directa o indirectamente, alguna participación.

A continuación se detallan los montos pagados (montos brutos en M$) al 31 de diciembre de 2016 y 2015 a los Directores de Enel Distribución Chile:

			31-12-2016	
RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Enel Distribución M$
24.248.178-K	Gianluca Caccialupi (2)	Presidente	27-04-16 al 31-12-16	-
0-E	Francesca Romana Napolitano (2)	Vicepresidente	27-04-16 al 31-12-16	-
21.495.901-1	Livio Gallo (1)	Presidente	01-01-16 al 31-03-16	-
9.085.706-1	Marcelo Llévenes Rebolledo (1)	Vicepresidente	01-01-16 al 31-03-16	-
0-E	Mónica Hodor (2)	Director	27-04-16 al 31-12-16	-
0-E	Vincenzo Ranieri (1)	Director	01-01-16 al 31-03-16	-
6.342.175-8	Iris Boeninger von Kretschmann	Director	01-01-16 al 31-12-16	62.477
4.686.927-3	Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	01-01-16 al 31-12-16	62.477
	TOTAL			**124.954**

(1) Estuvieron en el cargo hasta el 31 de marzo de 2016

(2) Asumen en su cargo el 27 de abril de 2016

			31-12-2015	
RUT	Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Enel Distribución M$
21.495.901-1	Livio Gallo	Presidente	01-01-15 al 31-12-15	-
9.085.706-1	Marcelo Llévenes Rebolledo	Vicepresidente	01-01-15 al 31-12-15	-
24.248.178-K	Gianluca Caccialupi	Director	27-04-15 al 31-12-15	-
0-E	Vincenzo Ranieri	Director	27-04-15 al 31-12-15	-
6.342.175-8	Iris Boeninger von Kretschmann	Director	27-04-15 al 31-12-15	52.064
4.686.927-3	Hernán Felipe Errázuriz Correa	Director	01-01-15 al 31-12-15	68.509
48.156.610-4	Elena Salgado Méndez	Director	01-01-15 al 27-04-15	16.445
	TOTAL			**137.018**

Gastos en asesoría del Directorio:

Durante el transcurso del año 2016 y 2015, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

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

La Sociedad no ha constituido garantía a favor de los Directores al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

9.3 Retribución de Gerencia del Grupo.

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia.

Miembros de la Alta Dirección

RUT	Nombre	Cargo
7.033.726-6	Gebhardt Strobel Andreas	Gerente General
7.040.526-1	Gonzalo Vial Vial (4)	Fiscal
10.649.635-8	Horacio Aranguiz Pinto (5)	Fiscal
9.906.072-7	Andrés González Cerrutti	Gerente de Comunicación
15.287.886-9	Daniel Gómez Sagner	Gerente de Regulación
10.485.198-3	Ramón Castañeda Ponce (1)	Gerente Técnico Regional
11.653.105-4	Andrea Pino Rodriguez (3)	Gerente Recursos Humanos
10.560.169-7	Francisco Miqueles Ruz	Gerente de Planificación y Control
25.067.660-3	Tripepi Simone	Gerente Mercado Distribución Chile
9.909.337-4	Pietro Corsi Misle (2)	Gerente Recursos Humanos

(1) Se mantuvo en su cargo hasta el 09 de junio de 2016
(2) Asume a contar del 01 de junio de 2016
(3) Se mantuvo en su cargo hasta el 30 de abril de 2016
(4) Se mantuvo en su cargo hasta el 30 de noviembre de 2016
(5) Asume a contar del 01 de diciembre de 2016

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la gerencia asciende a M$2.197.083 por el periodo terminado al 31 de diciembre 2016 (M$2.731.078 al 31 de diciembre de 2015).

Estas remuneraciones incluyen los salarios y una estimación de los beneficios a corto plazo (bono anual) y a largo plazo (principalmente indemnización por años de servicio).

Detalle de las Remuneraciones para el Personal Clave de la Gerencia

Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia	Saldo al 31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Salarios	1.273.128	1.155.988
Beneficios a corto plazo	423.228	536.048
Otros beneficios a largo plazo	500.727	1.039.042
Total	**2.197.083**	**2.731.078**

Planes de Incentivo a los Principales Ejecutivos y Gerentes

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

Indemnizaciones pagadas a los principales ejecutivos y gerentes

a) Para el periodo terminado al 31 de diciembre de 2016, se pagaron finiquitos por un valor de M$668.093, al 31 de diciembre de 2015, se pagaron finiquitos por un monto total de M$1.443.786.

b) Garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia del Grupo.

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia del Grupo al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Al 31 de diciembre del año 2016 no se han dado en los Directores situaciones de conflicto de interés, por parte del Directorio, contrarias al interés social de Enel Distribución Chile.

Diversidad de género:

Al 31 de diciembre de 2016 el Directorio está integrado por 5 Directores, 2 varones y 3 mujeres; al 31 diciembre de 2015, el Directorio estaba integrado por 6 Directores, 5 varones y una mujer.

Nota 10. Inventarios

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

Clases de Inventarios	Saldo al 31-12-2016 M$	Saldo al 31-12-2015 M$
Materiales de operación y mantenimiento	258.200	917.074
Existencia retail	1.619.871	2.159.177
Total	**1.878.071**	**3.076.251**

No existen inventarios pignorados como garantía de cumplimiento de deudas al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Nota 11. Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

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

Activos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Pagos provisionales mensuales	19.391.049	5.313.249
Crédito por gasto de capacitación	150.700	116.500
Total	**19.541.749**	**5.429.749**

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

Pasivos por impuestos Corrientes	Saldo al	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Impuesto a la Renta	113.855	16.248
Total	**113.855**	**16.248**

Nota 12. Otros Pasivos No Financieros Corrientes

Otros ingresos no financieros corrientes corresponden a facturación e ingresos anticipados por servicios por ejecutar, cuya composición al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	Saldo al	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Empalmes	5.631.013	2.409.687
Traslado de redes	2.935.486	1.571.095
Productos y servicios	2.249.392	1.999.065
Otros	684.101	117.481
Total	**11.499.992**	**6.097.328**

Nota 13. Inversiones en Asociadas Contabilizadas por el Método de la Participación

Inversiones contabilizadas por el método de participación

a) A continuación se presenta un detalle de las principales sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas, al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015.

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (1)	Chile	Peso chileno	0,1033%
				TOTALES

* Mayor detalle, ver nota nº 4

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación
Extranjera	Edesur S.A. (*)	Argentina	Peso argentino	20,8477%
Extranjera	Distrilec Inversora S.A. (*)	Argentina	Peso argentino	23,4184%
Extranjera	Ampla Energía e Serviços S.A. (*)	Brasil	Real	31,3670%
Extranjera	Distrilima S.A. (*)	Perú	Soles	30,1544%
Extranjera	Codensa S.A. E.S.P. (*)	Colombia	Pesos colombianos	9,3500%
Extranjera	Enel Brasil S.A. (Ex Endesa Brasil S.A.) (*)	Brasil	Real	11,2696%
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. (1)	Chile	Peso chileno	0,1033%
				TOTALES

(1) La influencia significativa se ejerce producto que Enel Chile S.A. matriz de Enel Distribución Chile S.A. posee el 100 % de participación sobre Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. directa e indirectamente.

(*) Estas inversiones fueron reclasificadas a activos mantenidos para distribuir a los propietarios al 31 de diciembre de 2015 y dadas de baja con fecha 1 de marzo de 2016, fecha en que se perfeccionó la división de Enel Distribución Chile (Ver Nota N°4).

b) Información financiera adicional de las inversiones en asociadas.

- Inversiones con influencia significativa.

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 de los estados financieros de las sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

		31 de diciembre de 2016		
Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	0,1033%	57.558.312	11.654.353	6.711.190

		31 de diciembre de 2015		
Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo no corriente M$	Activo Corriente M$	Pasivo corriente M$
Ampla Energía e Serviços S.A.	31,3670%	385.803.702	1.016.536.280	333.276.269
Distrilec Inversora S.A.	23,4180%	587.602	15.925.037	648.086
Empresa Distribuidora Sur S.A.	20,8477%	191.441.460	443.412.232	431.630.045
Inversiones Distrilima S.A.	30,1544%	116.371.663	675.858.105	192.540.953
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	0,1033%	54.816.036	11.561.340	5.586.877

En el Anexo N°2 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

	Saldo al 01-01-2016	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Resultados Integrales	Otro Incremento (Decremento)	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31-12-2016
	58.695	1.818	-	-	(178)	(10)	-	60.325
	58.695	**1.818**	**-**	**-**	**(178)**	**(10)**	**-**	**60.325**

	Saldo al 01-01-2015	Participación en Ganancia (Pérdida)	Dividendos Declarados	Diferencia de Conversión	Resultados Integrales	Otro Incremento (Decremento)	Traspaso a activos mantenidos para distribuir a los propietarios	Saldo al 31-12-2015
	-	20.747.015	-	(1.543.904)	(179.469)	(13.132.691)	(5.890.951)	-
	-	13.130.660	-	(973.053)	(113.615)	(8.328.831)	(3.715.161)	-
	299.492.598	(3.412.411)	(3.529.714)	(63.576.858)	(2.742.913)	-	(226.230.702)	-
	48.119.450	10.120.884	(5.434.236)	1.214.247	-	-	(54.020.345)	-
	48.624.084	11.581.774	(2.083.566)	(6.241.105)	15.151	-	(51.896.338)	-
	145.292.566	10.638.687	(4.803.324)	(30.322.255)	(552.193)	-	(120.253.481)	-
	53.525	5.248	-	-	(78)	-	-	58.695
	541.582.223	**62.811.857**	**(15.850.840)**	**(101.442.928)**	**(3.573.117)**	**(21.461.522)**	**(462.006.978)**	**58.695**

31 de diciembre de 2016

Pasivo no corriente M$	Ingresos Ordinarios M$	Gastos Ordinarios M$	Ganancia (Perdida) M$	Otro Resultado Integral M$	Resultado Integral M$
1.466.867	10.983.012	(9.222.935)	1.760.077	(172.126)	1.587.951

31 de diciembre de 2015

Pasivo no corriente M$	Ingresos Ordinarios M$	Gastos Ordinarios M$	Ganancia (Perdida) M$	Otro Resultado Integral M$	Resultado Integral M$
608.907.379	1.026.680.070	(1.037.559.048)	(10.878.978)	(139.016.506)	(149.895.484)
-	-	56.070.799	56.070.799	(9.439.319)	46.631.479
174.966.573	607.344.916	(507.827.869)	99.517.047	(8.266.492)	91.250.554
269.823.997	562.046.426	(528.482.886)	33.563.540	7.349.620	40.913.160
1.305.133	8.660.778	(3.383.979)	5.276.799	-	5.276.799

Restricciones a la disposición de fondos de asociadas.

Al 31 de diciembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de asociadas.

Nota 14. Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

	Saldo al	
Activos Intangibles Neto	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Activos Intangibles, Neto	**25.430.420**	**22.935.431**
Servidumbre	9.963.225	9.963.225
Programas Informáticos	15.467.195	12.972.206

Activos Intangibles Bruto	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Activos Intangibles, Bruto	**62.641.813**	**57.057.849**
Servidumbre	11.370.670	11.370.670
Programas Informáticos	51.271.143	45.687.179

Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(37.211.393)**	**(34.122.418)**
Servidumbre	(1.407.445)	(1.407.445)
Programas Informáticos	(35.803.948)	(32.714.973)

La composición y movimientos del activo intangible durante los periodos al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 han sido los siguientes:

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbre Neto M$	Programas Informáticos, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo Inicial al 01-01-2016	**9.963.225**	**12.972.206**	**22.935.431**
Movimientos en activos intangibles identificables			
Adiciones	-	5.583.964	5.583.964
Amortización	-	(3.088.975)	(3.088.975)
Total movimientos en activos intangibles identificables	-	2.494.989	2.494.989
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2016	**9.963.225**	**15.467.195**	**25.430.420**

Movimientos en Activos Intangibles	Servidumbre Neto M$	Programas Informáticos, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo inicial al 01-01-2015	**5.257.571**	**9.356.380**	**14.613.951**
Movimientos en activos intangibles identificables			
Adiciones	-	6.453.434	6.453.434
Amortización	-	(2.837.608)	(2.837.608)
Otros incrementos (disminuciones)	**4.705.654**	-	**4.705.654**
Total movimientos	**4.705.654**	**3.615.826**	**8.321.480**
Saldo final activos intangibles identificables al 31-12-2015	**9.963.225**	**12.972.206**	**22.935.431**

Al 31 de diciembre 2016, el valor neto de los activos intangibles, es el siguiente:

Descripción	Propietario	Valor Neto M$	Plazo Vigencia Meses	Plazo Residual Meses
Servidumbres de Paso	Enel Distribución Chile S.A.	9.879.965	Indefinido	-
	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	83.260	Indefinido	-
Programas Informáticos	Enel Distribución Chile S.A.	6.866.172	48	1 - 48
Programas Informáticos en desarrollo	Enel Distribución Chile S.A.	8.601.023	-	-
Total		**25.430.420**		

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2016.

No existen montos comprometidos por adquisición de activos intangibles al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Nota 15. Plusvalía

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

Compañía	Saldo al 31-12-2016 M$	Saldo al 31-12-2015 M$
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	2.240.478
Total	**2.240.478**	**2.240.478**

La plusvalía por la inversión en la filial Empresa Eléctrica de Colina Ltda. (Ex Empresa Eléctrica de Colina S.A.), tiene su origen en la compra del 100% de las acciones de esta sociedad a sus accionistas anteriores, con fecha septiembre de 1996. Los accionistas vendedores fueron Inversiones Saint Thomas S.A. (499.999 acciones) y Sergio Urrutia H. (1 acción), persona jurídica y natural no relacionada, ni directa ni indirectamente con Enel Distribución Chile S.A.

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 compradas permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2016.

Nota 16. Propiedades, Planta y Equipo

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

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	**774.999.729**	**725.957.955**
Construcción en Curso	95.312.304	105.218.992
Terrenos	17.006.719	17.006.719
Edificios	4.071.126	3.991.943
Planta y Equipo	643.315.210	589.334.703
Instalaciones Fijas y Accesorios	15.294.370	10.405.598

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**1.267.323.668**	**1.193.757.373**
Construcción en Curso	95.312.304	105.218.992
Terrenos	17.006.719	17.006.719
Edificios	5.869.204	5.675.624
Planta y Equipo	1.114.961.026	1.038.094.215
Instalaciones Fijas y Accesorios	34.174.415	27.761.823

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	**(492.323.939)**	**(467.799.418)**
Edificios	(1.798.078)	(1.683.681)
Planta y Equipo	(471.645.816)	(448.759.512)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(18.880.045)	(17.356.225)

A continuación se presenta el detalle de propiedades, planta y equipo, al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015:

Movimiento año 2016		Construcción en Curso M$	Terrenos M$	Edificios, Neto M$	Planta y Equipos, Neto M$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2016		**105.218.992**	**17.006.719**	**3.991.943**	**589.334.703**	**10.405.598**	**725.957.955**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	72.653.294	-	24.934	1.443.508	2.233.663	76.355.399
	Traspasos	(83.085.868)	-	168.647	78.180.741	4.736.480	-
	Retiros	-	-	-	(456.398)	(72.784)	(529.182)
	Gasto por depreciación	-	-	(114.398)	(25.187.344)	(2.008.587)	(27.310.329)
	Otros incrementos (decrementos)	525.886	-	-	-	-	525.886
	Total movimientos	(9.906.688)	-	79.183	53.980.507	4.888.772	49.041.774
Saldo final al 31 de diciembre de 2016		**95.312.304**	**17.006.719**	**4.071.126**	**643.315.210**	**15.294.370**	**774.999.729**

Movimiento año 2015		Construcción en Curso M$	Terrenos M$	Edificios, Neto M$	Planta y Equipos, Neto M$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2015		**73.176.142**	**13.196.193**	**3.219.835**	**575.673.589**	**8.890.749**	**674.156.508**
Movimientos	Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	80.118.999	-	-	-	3.197.267	83.316.266
	Traspasos	(48.076.149)	4.490.119	851.987	39.582.826	233.660	(2.917.557)
	Retiros	-	(679.593)	-	(1.621.371)	(51.458)	(2.352.422)
	Gasto por depreciación	-	-	(79.879)	(24.300.341)	(1.864.620)	(26.244.840)
	Total movimientos	32.042.850	3.810.526	772.108	13.661.114	1.514.849	51.801.447
Saldo final al 31 de diciembre de 2015		**105.218.992**	**17.006.719**	**3.991.943**	**589.334.703**	**10.405.598**	**725.957.955**

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, neto.

a) Principales Inversiones

Las inversiones corresponden a extensiones de la red, así como a inversiones destinadas a optimizar el funcionamiento de la misma, con el fin de mejorar la eficiencia y el nivel de calidad del servicio, de acuerdo a la reglamentación vigente y al crecimiento de la demanda eléctrica.

b) Arrendamiento Operativo

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

Pagos futuros de contratos de arrendamiento operativo	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Menor a un año	5.305.537	4.698.013
Entre un año y cinco años	4.364.545	7.806.395
Más de cinco años	4.347	-
Total	**9.674.429**	**12.504.408**

c) Otras Informaciones

Enel Distribución Chile mantenía al 31 de diciembre 2016 y 2015 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por montos de M$101.170.491.552 y M$70.438.951, respectivamente.

La Sociedad y sus filiales tienen contratos de seguros para sus activos (excepto líneas de transmisión y distribución) que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€$50, incluyéndose por éstas 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€200. Las primas asociadas a ésta póliza se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado.

d) Gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso.

El monto capitalizado por concepto de gastos del personal relacionado directamente con las construcciones en curso ascendió a M$6.338.547 y M$5.753.242 durante los periodos terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015, respectivamente.

A continuación se presentan los principales periodos de vida útil utilizados para la depreciación de los activos:

Clases de propiedades, planta y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Planta y Equipo	6 - 60
Equipo Tecnologías de información	3 - 10
Vehículos de Motor	7 - 10
Instalaciones Fijas y Accesorios	10

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

Instalaciones de transporte y distribución:	Intervalo de años de vida útil estimada
Red de alta tensión	10 - 60
Red de baja y media tensión	10 - 50
Equipos de medida y telecontrol	10 - 50
Otras instalaciones	6 - 25

No existen activos con restricciones de titularidad ni pignorados como garantía de cumplimiento de deuda al 31 de diciembre de 2016 y 2015.

Nota 17. Impuestos Diferidos

a) Los movimientos de los rubros de "Impuestos Diferidos" del Estado de Situación Financiera por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

	Impuestos diferidos de Activos	Provisiones MS	Obligaciones por beneficios post-empleo MS	Otros MS	Impuestos Diferidos de Activos MS
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	**303.688**	-	-	**303.688**
Movimientos	Ingreso (Gasto) por impuestos diferidos reconocidos como resultados	1.296.517	(231.167)	1.662.705	2.728.055
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	814.912	-	814.912
Movimientos	Otros incrementos (decrementos)	(1.150.275)	(583.745)	(1.662.705)	(3.396.725)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**449.930**	**-**	**-**	**449.930**

	Impuestos diferidos de Pasivos	Depreciaciones MS	Provisiones MS	Obligaciones por beneficios post-empleo	Impuestos Diferidos de Pasivos MS
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2016	**21.991.352**	**678**	-	**21.992.030**
Movimientos	Ingreso (Gasto) por impuestos diferidos reconocidos como resultados	3.048.417	(9.283)	427.075	3.466.209
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	5.847	(1.825)	4.022
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en Reservas Varias Patrimonio	(1.795.645)	-	-	(1.795.645)
Movimientos	Otros incrementos (decrementos)	(2.741.722)	3.209	(425.250)	(3.163.763)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2016	**20.502.402**	**451**	**-**	**20.502.853**

	Impuestos diferidos de Activos	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Otros	Impuestos Diferidos de Activos
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	**292.098**	-	-	**292.098**
Movimientos	Ingreso (Gasto) por impuestos diferidos reconocidos como resultados	2.160.660	(352.522)	1.042.845	2.850.983
Movimientos	Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	-	882.545	-	882.545
Movimientos	Otros incrementos (decrementos)	(2.149.070)	(530.023)	(1.042.845)	(3.721.938)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2015	**303.688**	**-**	**-**	**303.688**

	Impuestos diferidos de Pasivos	Depreciaciones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	**23.041.925**	**522**	**-**	**23.042.447**
Movimientos	Ingreso (Gasto) por impuestos diferidos reconocidos como resultados	(1.431.926)	(1.776)	4.063.369	2.629.667
Movimientos	Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral	-	657	300	957
Movimientos	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	40.896	-	-	40.896
Movimientos	Otros incrementos (decrementos)	340.457	1.275	(4.063.669)	(3.721.937)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2015	**21.991.352**	**678**	**-**	**21.992.030**

b) Compensación de partidas

Los impuestos diferidos activos y pasivos se compensan cuando existe derecho legalmente ejecutable de compensar los activos tributarios corrientes contra los pasivos tributarios corrientes y cuando los impuestos a la renta diferidos activos y pasivos están relacionados con el impuesto a la renta que grava la misma autoridad tributaria a la misma entidad gravada o a diferentes entidades grabadas por las que existe la intención de liquidar los saldos sobre bases netas.

c) Cambio de tasa

Con fecha 29 de septiembre de 2014, se público en el Diario Oficial la Ley N°20.780, que introduce modificaciones al sistema de impuesto a la renta y otros impuestos. La mencionada ley estableció la sustitución del sistema tributario, a contar del año 2017, por dos sistemas tributarios alternativos; El sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente Integrado.

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

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

Con fecha 08 de febrero de 2016, se publicó la Ley N°20.899 que simplifica el sistema de tributación a la renta, la cual, entre sus principales modificaciones, impone como obligatorio para las sociedades anónimas el sistema parcialmente integrado, dejando sin efecto la opción de acogerse sistema de renta atribuida anterior.

El Grupo Enel Distribución Chile no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las asociadas, en las que la posición de control que ejerce 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 las diferencias temporarias relacionadas con inversiones en asociadas, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2016 asciende a M$2.408 (M$25.860.211 al 31 de diciembre de 2015).

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$2.426.181 (M$127.263.866 al 31 de diciembre de 2015).

Las sociedades del Grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de la autoridad tributaría en Chile. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. Los periodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación corresponden a los años:

País	Período
Chile	2013 - 2015

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva.

No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre sus resultados futuros.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	31 de diciembre de 2016			31 de diciembre de 2015		
	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	(6.758)	1.825	(4.933)	1.112	(300)	812
Cobertura de flujo de caja	(1.974.303)	1.659.066	(315.237)	(3.384.648)	1.142.629	(2.242.019)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	(520.541)	-	(520.541)	(3.573.117)	-	(3.573.117)
Ajustes por conversión	(18.256.483)	-	(18.256.483)	(103.024.067)	-	(103.024.067)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(2.996.537)	809.066	(2.187.471)	(3.266.251)	881.888	(2.384.363)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	**(23.754.622)**	**2.469.957**	**(21.284.665)**	**(113.246.971)**	**2.024.217**	**(111.222.754)**

La conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre balance y resultados integrales durante el periodo de 31 días terminados al 31 de diciembre de 2016, es la siguiente.

Conciliación de movimientos de impuestos diferidos entre Balance y resultados Integrales	31 de diciembre de 2016 M$	31 de diciembre de 2015 M$
Total de Incrementos (decrementos) por impuestos diferidos en resultados integrales Operaciones Continuadas	810.891	881.588
Impuestos diferidos sobre movimientos de reservas coberturas (hedge de ingresos, derivados)	1.659.066	1.142.629
Total de Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	**2.469.957**	**2.024.217**

Al 31 de diciembre de 2016, los activos y pasivos asociados a las operaciones que Enel Distribución Chile S.A. realiza fuera de Chile han sido reclasificados a mantenidos para distribuir a los propietarios. Del mismo modo, los resultados han sido reclasificados a operaciones discontinuadas (ver Notas N°3.j y 4).

Nota 18. Otros Pasivos Financieros

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

	Saldo al 31 de diciembre de 2016		Saldo al 31 de diciembre de 2015	
Otros pasivos financieros	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Línea de crédito	102	-	96	-
Total	**102**	**-**	**96**	**-**

El Grupo no tiene Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015.

18.1 Deuda de Cobertura.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no hay deuda del Grupo en dólares, que esté relacionada a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (ver Nota N°3.l).

Los saldos mantenidos al 31 de diciembre de 2016 y 2015, que se incluyen dentro del rubro "Patrimonio Neto: Reservas de cobertura", corresponden a diferencias de cambio reconocidos por créditos con Enel Chile S.A. hasta junio de 2011, que se incluyen en otras reservas (ver Nota N°25.4).

Reservas de coberturas de flujo de caja	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Saldo en reservas por pasivos al inicio del ejercicio	2.896.891	5.138.909
Imputación de diferencias de cambio a ingresos	(315.237)	(2.243.172)
Saldo en reservas por revaluación de activos y pasivos al final del ejercicio	**2.581.654**	**2.895.737**

Nota 19. Política de Gestión de Riesgos

Enel Distribución Chile está expuesta a determinados riesgos que gestiona mediante la aplicación de sistemas de identificación, medición, limitación de concentración y supervisión.

Entre los principios básicos definidos destacan los siguientes:

> Cumplir con las normas de buen gobierno corporativo.
> Cumplir estrictamente con todo el sistema normativo.
> Se definen mercados y productos en función de los conocimientos y capacidades suficientes para asegurar una gestión eficaz del riesgo, en coherencia con la estrategia, y se opera bajo los criterios y límites aprobados por las entidades internas correspondientes.
> Se desarrollan y aplican controles de gestión de riesgos necesarios para asegurar que las operaciones se realizan según las políticas, normas y procedimientos establecidos.

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.

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Chile no mantiene deuda bancaria.

19.2 Riesgo de tipo de cambio.

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

> Pagos a realizar en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos, por ejemplo adquisición de materiales asociados a proyectos, pagos de pólizas de seguros corporativos, entre otros.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio de Enel Distribución Chile 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.

19.3 Riesgo de liquidez.

Enel Distribución Chile puede mantener una liquidez adecuada a través de la contratación de facilidades crediticias 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.

Al 31 de diciembre de 2016, Enel Distribución Chile tenía una liquidez de M$23.378.614, en efectivo y otros medios equivalentes (M$18.429.619 al 31 de diciembre de 2015).

19.4 Riesgo de crédito.

Enel Distribución Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito. Además, en la administración y control de la deuda contraída por los clientes, se aplica un procedimiento formal para controlar el riesgo de crédito, a través de la evaluación sistemática de los clientes, tanto en el otorgamiento como en el seguimiento.

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 antes que pueda producirse la suspensión del suministro por impago, de acuerdo con la regulación correspondiente.

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) con límites establecidos para cada entidad.

Para la selección de bancos para inversiones se consideran aquellos que tengan calificaciones investment grade, considerando las 3 principales agencias de rating internacional (Moody's, S&P y Fitch).

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 al grado de inversión.

19.5 Medición del riesgo.

Enel Distribución Chile hace seguimiento de sus derivados y de posiciones de deuda, si las hubiere, con el objetivo de monitorear el riesgo asumido por la compañía, acotando así la volatilidad del estado de resultados.

Nota 20. Instrumentos Financieros

20.1 Clasificación de instrumentos financieros por naturaleza y categoría.

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

	Saldo al 31 de diciembre de 2016		
	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Activos financieros disponible para la venta M$
Otros activos de carácter financieros	47.517	189.178.567	-
Total corrientes	**47.517**	**189.178.567**	**-**
Instrumentos de patrimonio	-	-	24.973
Otros activos de carácter financieros	-	24.978.209	-
Total no corrientes	**-**	**24.978.209**	**24.973**
Total	**47.517**	**214.156.776**	**24.973**

	Saldo al 31 de diciembre de 2015		
	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M$	Préstamos y cuentas por cobrar M$	Activos financieros disponible para la venta M$
Otros activos de carácter financieros	15.259.790	237.105.296	-
Total corrientes	**15.259.790**	**237.105.296**	**-**
Instrumentos de patrimonio	-	-	31.731
Otros activos de carácter financieros	-	14.214.946	-
Total no corrientes	**-**	**14.214.946**	**31.731**
Total	**15.259.790**	**251.320.242**	**31.731**

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

	Saldo al 31 de diciembre de 2016	Saldo al 31 de diciembre de 2015
	Préstamos y cuentas por pagar M$	Préstamos y cuentas por pagar M$
Préstamos que devengan interés	102	96
Otros pasivos de carácter financieros	234.891.418	342.777.136
Total corrientes	**234.891.520**	**342.777.232**
Otros de carácter pasivo financieros	50.030.271	54.165
Total no corrientes	**50.030.271**	**54.165**
Total	**284.921.791**	**342.831.397**

20.2 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 N°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	Saldo al	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos Financieros	31-12-2016 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros disponibles para la venta no corrientes	24.973	24.973	-	-
Total	**24.973**	**24.973**	**-**	**-**

Instrumentos financieros medidos a valor razonable	Saldo al	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Activos Financieros	31-12-2015 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros disponibles para la venta no corrientes	31.731	31.731	-	-
Total	**31.731**	**31.731**	**-**	**-**

Nota 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 Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Saldo al			
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
	Corrientes		No Corrientes	
Acreedores comerciales	68.377.697	82.005.689	-	-
Otras cuentas por pagar	83.172.177	67.689.204	30.091	54.165
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	**151.549.874**	**149.694.893**	**30.091**	**54.165**

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

Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar	Corrientes	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Cuentas por pagar bienes y servicios	60.449.725	31.786.895
IVA Débito Fiscal	9.089.523	7.716.563
Acreedores moneda nacional	462.554	12.406.253
Cuentas por pagar al personal	8.159.885	8.200.917
Depósitos recibidos en garantía	231.120	258.552
Dividendos por pagar	680.035	1.718.152
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	4.089.842	5.546.796
Retenciones a proveedores o contratistas	-	175
Otras cuentas por pagar	9.493	54.901
Proveedores compra de energía (*)	68.377.697	82.005.689
Total Acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	**151.549.874**	**149.694.893**

(*) Enel Distribución Chile S.A., al 31 de diciembre de 2016 ha reconocido una provisión de gastos por M$ 4.367.657 (M$31.959.398 por el ejercicio 2015) a cancelar a las generadoras y otras empresas distribuidoras, producto de retrasos en la publicación de los decretos de precio nudo de corto plazo (PNCP), decretos de Precios Nudo Promedio (PNP) y Reliquidaciones de Cargo Único Troncal. (Ver Nota N°5).

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en Nota N°19.3.

Información adicional estadística requerida, taxonomía XBRL (Ver Anexo N°5), "Detalle Vencimiento de Proveedores".

Nota 22. Provisiones

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

	Saldo al		Saldo al	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Provisiones	Corrientes		No corrientes	
Provisión de reclamaciones legales	-	-	5.308.207	5.030.598
Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	-	-	472.787	382.566
Otras provisiones	104	36.140	-	-
Total	**104**	**36.140**	**5.780.994**	**5.413.164**

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 durante el ejercicio al 31 de diciembre de 2016 y 2015 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M$	Otras Provisiones M$	Total M$
Saldo Inicial 01-01-2016	**5.030.598**	**382.566**	**36.140**	**5.449.304**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	277.609	70.711	(36.036)	312.284
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	19.510	-	19.510
Total Movimientos en Provisiones	**277.609**	**90.221**	**(36.036)**	**331.794**
Saldo al 31-12-2016	**5.308.207**	**472.787**	**104**	**5.781.098**

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento, Costos de Restauración y Rehabilitación M$	Otras Provisiones M$	Total M$
Saldo Inicial 01-01-2015	**2.397.507**	**41.130**	**71.623**	**288.440**
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	2.633.091	(47.664)	(31.888)	2.553.539
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	18.920	-	18.920
Otro Incremento (Decremento)	-	-	(3.595)	(3.595)
Total Movimientos en Provisiones	**2.633.091**	**(28.744)**	**(35.483)**	**2.568.864**
Saldo al 31-12-2015	**5.030.598**	**382.566**	**36.140**	**5.449.304**

Nota 23. Obligaciones por Beneficios Post Empleo

23.1 Aspectos Generales.

El Grupo Enel Distribución Chile, otorga diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o 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 N°3.k.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de prestación definida:

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

23.2 Aperturas, movimientos y presentación en estados financieros.

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

Detalle	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Obligaciones post empleo no corriente	29.655.884	26.935.996
Total Pasivo	**29.655.884**	**26.935.996**
Total Obligaciones Post empleo, neto	**29.655.884**	**26.935.996**

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Valor presente de las Obligaciones post empleo y similares	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2015	**24.649.614**
Costo del Servicio Corriente. (*)	584.138
Costo por Intereses. (*)	1.082.153
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	1.889.608
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	1.376.642
Contribuciones pagadas	(2.152.667)
Transferencia de personal	(193.838)
Ajuste operaciones discontinuas.	(299.654)
Saldo al 31 de diciembre de 2015	**26.935.996**
Costo del Servicio Corriente.	540.406
Costo por Intereses.	1.284.322
(Ganancias) Pérdidas Actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras.	523.190
(Ganancias) Pérdidas Actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia.	2.473.347
Contribuciones Pagadas Obligación de Planes de Beneficios Definidos	(2.716.763)
Transferencia de personal.	315.732
Otros	299.654
Valor Presente de las Obligaciones post empleo y similares al 31 de diciembre de 2016	**29.655.884**

(*) Los costos del servicio corriente del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M$574.682. Los costos por intereses del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M$1.069.042. La pérdida actuarial neta de los planes definidos del ejercicio 2015 correspondiente a actividades continuadas fue de M$3.274.196.

c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales de las operaciones continuadas y discontinuadas al 31 de diciembre de 2016 y 2015 son los siguientes:

Total Gastos Reconocidos en el Estado de Resultados Integrales	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	540.406	584.138
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	1.284.322	1.082.153
Total gasto reconocido en el estado de resultados	**1.824.728**	**1.666.291**
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	2.996.537	3.266.251
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	**4.821.265**	**4.932.542**

23.3 Otras revelaciones.

Hipótesis actuariales:

Las hipótesis utilizadas para el cálculo actuarial de los beneficios de prestación definida son los siguientes al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015:

Hipótesis actuariales Principales Utilizadas en Planes de beneficios definidos	31-12-2016	31-12-2015
Tasas de descuento utilizadas	4,7%	5,0%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,0%	4,0%
Tablas de mortalidad	CB-H-2014 y RV-M-2014	RV 2009
Tasa de Rotación	6,12% - 7,25%	5,7%

Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2016, la sensibilidad del valor del pasivo actuarial por beneficios post empleo ante variaciones de 100 puntos básicos en la tasa de descuento supone una disminución de M$2.365.010 en caso de un alza en la tasa y un aumento de M$2.572.712 en caso de una baja de la tasa.

Desembolsos futuros:

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida en los próximos meses del año ascienden a M$2.711.714

Duración de los compromisos:

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Enel Distribución Chile corresponde a 9,75 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M$
1	2.711.714
2	2.392.230
3	2.338.730
4	2.251.263
5	2.217.547
más de 5	11.117.420

Nota 24. Otros Pasivos No Financieros No Corrientes

El detalle de este rubro al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 es el siguiente:

Otros pasivos no financieros no corrientes	31 de diciembre de 2016 M$	31 de diciembre de 2015 M$
Aportes Financieros reembolsables	313.504	435.689
Total	**313.504**	**435.689**

Nota 25. Patrimonio

25.1 Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.

25.1.1 Capital suscrito y pagado y número de acciones

Al 31 de diciembre de 2015 el capital social de Enel Distribución Chile S.A. asciende a la suma de M$367.928.682 y está representado por 1.150.742.161 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en la Bolsa de Comercio de Santiago de Chile y Bolsa Electrónica de Chile.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2000 y 1999. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M$13.587, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M$552.715.

Con fecha 1 de Marzo de 2016, habiéndose cumplido las condiciones suspensivas, se materializó la división de Enel Distribución Chile de acuerdo a lo señalado en Nota N°4. Lo anterior significó una disminución del capital social y de la prima de emisión de M$137.790.702 y M$212.082 respectivamente.

El Grupo durante el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2016 y 2015, no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo, que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

25.1.2 Dividendos.

En Sesión de Directorio de fecha 27 de Julio de 2015, se acordó distribuir a contar del 28 de agosto de 2015, un dividendo provisorio de $23,27633 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015.

En Sesión de Directorio de fecha 30 de Octubre de 2015, se acordó distribuir a contar del 27 de Noviembre de 2015, un dividendo provisorio de $11,00 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015.

En Sesión de Directorio de fecha 18 de Diciembre de 2015, se acordó distribuir a contar del 28 de enero de 2016, un dividendo provisorio de $129,54035 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015.

En Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 27 de Abril de 2016, se acordó distribuir a contar del 26 de mayo de 2016, un dividendo definitivo de $0,1539 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015.

En Sesión de Directorio de fecha 30 de noviembre de 2016, se acordó distribuir a contar del 27 de enero de 2017, un dividendo provisorio de $14.25043 por acción, con cargo a las utilidades del ejercicio 2016.

El detalle de los Dividendos pagados es el siguiente:

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de Pago	Pagos por Acción	Imputado al Ejercicio
28	Provisorio	28-08-2015	23,27633	2015
29	Provisorio	27-11-2015	11,00000	2015
30	Provisorio	28-01-2016	129,54035	2015
31	Provisorio	26-05-2016	0,15390	2015
32	Provisorio	27-01-2017	14,25043	2016

25.2 Restricciones a la disposición de fondos de las filiales.

Al 31 de diciembre de 2016, no existen restricciones a la disposición de fondos de filiales.

25.3 Gestión del capital.

El objetivo de la Compañía 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.

25.4 Otras Reservas.

Al 31 de diciembre de 2016 y 2015, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

Detalle	Saldo al 1 de enero de 2016 M$	Movimiento 2016 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2016 M$
Cobertura flujo de caja	2.896.891	(315.237)	2.581.654
Activos financieros disponibles para la venta	15.144	(4.933)	10.211
Otras reservas varias (*)	(333.610.973)	14.023.528	(319.587.445)
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	(150.188.414)	150.188.414	-
TOTAL	**(480.887.352)**	**163.891.772**	**(316.995.580)**

Detalle	Saldo al 1 de enero de 2015 M$	Movimiento 2015 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2015 M$
Diferencias de cambio por conversión	(17.119.540)	17.119.540	-
Cobertura flujo de caja	12.553.542	(9.657.805)	2.895.737
Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	(33.890.116)	33.887.475	(2.641)
Activos financieros disponibles para la venta	14.332	812	15.144
Otras reservas varias	(333.607.178)	-	(333.607.178)
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	-	(150.188.414)	(150.188.414)
TOTAL	**(372.048.960)**	**(108.838.392)**	**(480.887.352)**

(*) A continuación se presenta el desglose de Otras Reservas:

Otras reservas Varias	Saldo al 31-12-2016 M$
Reserva por reestructuración societaria (Spin-off) (1)	(286.345.743)
Reservas APV transición a NIIF (2)	(34.796.590)
Otras reservas varias	1.554.888
Saldo Final	**(319.587.445)**

(1) Reserva por la reestructuración societaria: Representa el efecto generado por la división de Enel Distribución Chile y la asignación del negocio fuera de Chile en Chilectra Américas, incluye los efectos por los impuestos en Perú que debió cancelar Enel Distribución S.A. como consecuencia de esta operación. (Ver Nota N°4.0).

(2) Reserva de transición a las NIIF: Estas reservas, que están asociadas a la transición a NIIF de Enel Distribución S.A., se refieren fundamentalmente a:

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

II. Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común.

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

> **Reservas de cobertura:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota N°3.f.5).

> **Otras reservas varias en el patrimonio:** Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

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

Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del 1 de enero de 2009, la fecha de transición a la citada norma internacional fue la misma utilizada por su Matriz Enel Generación Chile S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista en el párrafo 24 a) de la NIIF 1 "Adopción por primera vez".

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

25.5 Participaciones no controladoras.

> Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios.

Las disminuciones que se presentan en este epígrafe corresponden principalmente a las participaciones de no controladoras sobre los dividendos declarados por las sociedades consolidadas.

Nota 26. Ingresos

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados Consolidadas al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos de actividades ordinarias	Saldo al 31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Ventas de energía	**1.172.700.558**	**1.112.912.836**
Venta de electricidad Residencial	433.393.570	407.435.627
Venta de electricidad Comercial	379.037.776	350.157.120
Venta de electricidad Industrial	229.878.875	230.416.697
Otros Consumidores	130.390.337	124.903.392
Otras ventas	**8.968.858**	**7.769.615**
Ventas de productos y servicios	8.968.858	7.769.615
Otras prestaciones de servicios	**128.505.810**	**127.218.163**
Peajes de transmisión y transporte	64.399.322	67.176.158
Proyectos en infraestructura	34.943.575	32.061.033
Arriendo equipos de medida	4.555.779	4.415.191
Alumbrado público	12.660.893	10.859.012
Otras prestaciones	11.946.241	12.706.769
Total Ingresos de actividades ordinarias	**1.310.175.226**	**1.247.900.614**

Otros Ingresos por naturaleza	Saldo al 31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Ingresos por recuperación de fraudes (CNR)	1.344.529	2.198.849
Cancelacion fuera de plazo de facturación	1.540.348	1.445.476
Recuperación deuda castigada	147.350	351.842
Otros Ingresos	2.553.400	5.835.384
Total Otros ingresos por naturaleza	**5.585.627**	**9.831.551**

Nota 27. Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro de las Cuentas de Resultados al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

Materias primas y consumibles utilizados	Saldo al 31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Compras de energía	(936.965.119)	(881.589.779)
Gastos de transporte peajes de electricidad	(60.454.433)	(60.901.746)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(44.909.833)	(41.241.377)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(1.042.329.385)**	**(983.732.902)**

Nota 28. Gastos de Personal

La composición de estas partidas al 31 de diciembre 2016 y 2015, es la siguiente:

Gastos por beneficios a los empleados	Saldo al 31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Sueldos y salarios	(30.511.728)	(29.303.400)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(540.406)	(574.682)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(3.210.573)	(2.576.880)
Otros gastos de personal	(1.294.750)	-
Total	**(35.557.457)**	**(32.454.962)**

Nota 29. Depreciación, Amortización y Pérdidas por Deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

Depreciación, Amortización y Pérdida por Deterioro	Saldo al 31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Depreciaciones	(27.310.329)	(26.244.841)
Amortizaciones	(3.088.975)	(2.837.608)
Subtotal	**(30.399.304)**	**(29.082.449)**
Pérdidas por deterioro (*)	(5.141.179)	(6.738.750)
Total	**(35.540.483)**	**(35.821.199)**

(*) La pérdida corresponde principalmente a la Estimación de Deudores Incobrables.

Nota 30.
Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

Otros gastos por naturaleza	Saldo al	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Arrendamientos y cánones	(2.988.325)	(6.918.371)
Reparaciones y conservación	(8.063.336)	(10.029.105)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(15.973.603)	(21.501.064)
Indemnizaciones y multas	(251.249)	(863.587)
Primas de seguros	(1.110.587)	(1.093.964)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(1.779.775)	(1.832.815)
Tributos y tasas	(1.021.161)	(938.748)
Otros suministros y servicios	(20.889.912)	(19.004.996)
Total otros gastos por naturaleza	**(52.077.948)**	**(62.182.650)**

Nota 31.
Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle del resultado financiero al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

Otras ganancias (pérdidas)	Saldo al	
	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
Retiro por reemplazo de activo fijo	(831)	(1.612.803)
Expropiación de terreno	-	1.659.659
Venta de terrenos	-	14.610.544
Venta de Vehiculos	-	2.951
Total otras ganancias (pérdidas)	**(831)**	**14.660.351**

Nota 32.
Resultado Financiero

El detalle del resultado financiero al 31 de diciembre 2016 y 2015, es el siguiente:

Ingresos financieros	Saldo al 31-12-2016 M$	Saldo al 31-12-2015 M$
Efectivo y otros medios equivalentes	1.680.365	634.961
Ingresos financieros empresas relacionadas	-	55.191
Otros ingresos financieros	12.608.820	12.617.880
Total Ingresos Financieros	**14.289.185**	**13.308.032**

Costos financieros y otros	Saldo al 31-12-2016 M$	Saldo al 31-12-2015 M$
Costos Financieros	**(6.488.659)**	**(1.426.792)**
Préstamos bancarios	(476)	(1.659)
Provisiones financieras	(19.509)	(18.920)
Gasto por otros pasivos financieros	(129.177)	(160.625)
Gasto por aportaciones planes de pensiones	(1.284.322)	(1.082.153)
Gastos financieros empresas relacionadas	(5.055.175)	(163.435)
Resultado por unidades de reajuste	**974.891**	**973.087**
Diferencias de cambio	**(196.101)**	**(184.760)**
Total Resultado Financiero	**8.579.316**	**12.669.567**

Diferencia de cambio y unidad de reajuste.

Resultado por Unidades de Reajuste	Saldo al 31-12-2016 M$	Saldo al 31-12-2015 M$
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	624.646	218.911
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	367.047	827.309
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(16.802)	(73.133)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**974.891**	**973.087**

Diferencias de Cambio	Saldo al 31-12-2016 M$	Saldo al 31-12-2015 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	120.695	58.506
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	428.433	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	54.146	88.299
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(2)	-
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(320.839)	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	(478.534)	(331.565)
Total Diferencias de Cambio	**(196.101)**	**(184.760)**

Nota 33.
Impuesto a las Ganancias

A continuación se presenta la conciliación entre el impuesto sobre la renta que resultaría de aplicar el tipo impositivo general vigente al "Resultado antes de Impuestos" y el gasto registrado por el citado impuesto en el Estado de Resultados Consolidados correspondientes, entre el 1 de enero al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

	Saldo al	
(Gasto) Ingreso por Impuestos Corrientes y Ajustes por Impuestos Corrientes de Periodos Anteriores	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
(Gasto) Ingreso por Impuestos Corrientes	**(28.752.732)**	**(33.953.006)**
Ajustes al Impuesto Corriente del período Anterior	(412.069)	(147.021)
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(2.686.407)	(3.063.008)
Ingreso (Gasto) por Impuestos Corrientes, Neto, Total	**(31.851.208)**	**(37.163.035)**
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(738.154)	206.984
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	**(738.154)**	**206.984**
Gasto por Impuesto a las Ganancias	**(32.589.362)**	**(36.956.051)**
Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	31-12-2016 M$	31-12-2015 M$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTO	165.174.430	176.628.860
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	**(39.641.862)**	**(39.741.493)**
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	2.065.207	(597.392)
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(2.276.529)	(2.470.949)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(412.070)	(147.021)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	7.675.892	6.000.804
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa legal	7.052.500	2.785.442
Gasto por Impuestos Utilizando la Tasa Efectiva	**(32.589.362)**	**(36.956.051)**
Conciliación de la Tasa Impositiva media efectiva y la tasa impositiva aplicable	31-12-2016	31-12-2015
Tasa Impositiva Legal	**(24,00%)**	**(22,50%)**
Efecto de la tasa impositiva de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	1,25%	(0,34%)
Efecto de la tasa impositiva de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(1,38%)	(1,40%)
Efecto de la tasa impositiva de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,25%)	(0,08%)
Tributación calculada con la tasa aplicable		
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	4,65%	3,40%
Total ajustes a la Tasa Impositiva Legal	**4,27%**	**1,58%**
Tasa Impositiva Efectiva	**(19,73%)**	**(20,92%)**

Nota 34.
Información por Segmento

La Sociedad opera principalmente con un segmento de distribución de energía eléctrica y sus otros ingresos representan aproximadamente el 6,1% y 6,4%, al 31 de diciembre de 2016 y 2015 respectivamente, del total de ingresos.

Nota 35. Garantías Obtenidas de Terceros y otros Compromisos

Al 31 de diciembre de 2016 Enel Distribución Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$9.699.242.333 (M$11.520.204.288) al 31 de diciembre de 2015.

Litigios y arbitrajes.

A la fecha de preparación de estos estados financieros consolidados los litigios más relevantes de Enel Distribución Chile S.A. son los siguientes:

a) Juicios pendientes.

a.1) Juicios de Enel Distribución Chile y Filiales

Hay los siguientes juicios pendientes y relevantes de Enel Distribución Chile S.A.

1. Debido al frente de mal tiempo ocurrido entre los días 9 al 12 de julio de 2015 y producto de la gran cantidad de usuarios afectados, se produjo una demora en la reposición del suministro y en la atención de los llamados de los usuarios a la compañía, por lo que la SEC, mediante Resolución Exenta N° 10.179 de fecha 16 de septiembre de 2015, aplicó una multa de 40.000 Unidades Tributarias Mensuales, lo que representa aproximadamente la cantidad de M$1.769.000.- Con fecha 9 de octubre de 2015 se interpuso un recurso de reclamación (Rol N° 10598-2015). El 2 de diciembre de 2015 se recibió la reclamación a prueba y se notificó el 28 de enero de 2015. Con fecha 06 de Abril de 2016 quedaron los autos en relación. Con fecha 26.07.2016 se dio lugar a la vista de la causa, y el 27.07.2016 la causa quedó en acuerdo en la octava sala de la ICA de Santiago. Con fecha 25.10.2016 se dictó sentencia, en donde se acogió la Reclamación interpuesta por Enel Distribución Chile S.A., sólo en cuanto se rebajó la multa interpuesta por la SEC, de 40000 UTM a 2500 UTA (30000 UTM). Con fecha 08.11.2016 interpusimos Recurso de Apelación en contra de la sentencia antes indicada, y en igual fecha, la SEC también interpuso Recurso de Apelación. El 18.11.2016 la ICA proveyó, respecto a los recursos de apelación interpuestos, "dése cuenta por el relator designado o por quien lo reemplace". El 02.12.2016 la ICA tuvo por interpuestos los recursos de apelación de ambas partes, ordenando elevar los autos ante la Excma. Corte Suprema. Con fecha 12.12.2016 la causa ingresó a la Excma. Corte Suprema, y el 13.12.2016 la causa quedó en relación. A la espera de la vista de la causa.

2. Mediante Resolución Exenta la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 17.729 Unidades Tributarias Mensuales, por haber excedido los valores máximos permitidos por la normativa vigente, en los índices por los alimentadores que individualiza, lo que constituiría un incumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establece la ley y la reglamentación vigentes. Con fecha 08 de enero de 2016 se interpuso un Recurso de Reposición contra la referida Resolución Exenta, el que fue rechazado. Con fecha 19 de mayo de 2016 se interpuso Recurso de Reclamación ante la Iltma. Corte de Apelaciones de Santiago (Rol 5499-2016). El 08 de Junio de 2016 la Corte ofició a la SEC a fin de que informe respecto al recurso deducido, el cual fue evacuado por dicha institución con fecha 24 de Junio de 2016. El 01.07.2016 la causa quedó "en relación". Con fecha 07.07.2016 nuestra parte acompañó documentos y solicito la apertura de un término probatorio. El 12.07.2016 el tribunal tuvo por acompañados los documentos, y respecto al

término probatorio, pasó los antecedentes para la sala tramitadora para su conocimiento y resolución; finalmente, el 29.07.2016 la Corte no dio lugar a la apertura de un término probatorio. El 08.08.2016 se dio ha lugar la "vista de la causa" y, quedando la misma en acuerdo y, con fecha 06.09.2016, se notificó la sentencia definitiva, la cual rechazó en todas sus partes la Reclamación deducida, manteniendo la multa impuesta por la SEC. Con fecha 16.09.2016 presentamos Recurso de Apelación en contra de la sentencia antes citada, a lo cual el tribunal se pronunció con fecha 26.09.2016, estableciendo que se diera cuenta del Recurso por el relator designado. El 03.10.2016 la ICA tuvo por interpuesto el Recurso de Apelación presentado por nuestra parte, y ordenó elevar los autos ante la Excma. Corte Suprema. El 13.10.2016 la causa ingresó a la Excma. Corte Suprema, y el 14.10.2016 la misma quedó "en relación". El 14.11.2016 se dio lugar a la vista de la causa, quedando la misma en acuerdo ante la Tercera Sala de la Excma. Corte Suprema, donde se designó para la redacción del fallo a la abogada integrante señora Leonor Etcheberry C. A la espera de la sentencia.

3. Mediante Resolución Exenta la SEC aplicó a Enel Distribución Chile S.A. una multa equivalente a 35.611 Unidades Tributarias Mensuales, por haber excedido los valores máximos permitidos por la normativa vigente, en los índices por los alimentadores que individualiza, lo que constituiría un incumplimiento de los estándares de calidad de suministro que establece la ley y la reglamentación vigentes. Con fecha 14 de enero de 2016 se interpuso un Recurso de Reposición contra la referida Resolución Exenta, el que hasta la fecha no ha sido resuelto por la SEC. Está en etapa administrativa, aún no se resuelve el Recurso de Reposición.

4. Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por la abogada doña Nicole Vasseur Porcel, en representación convencional de doña Camila Paz Castillo Abarca, de su hija menor de edad doña Kimora Belén Fernández Castillo y de doña María Graciela Rodríguez Mundaca, por la que piden que Enel Distribución Chile S.A. sea condenada al pago de la suma de M$600.000.- (M$200.000.- por cada una) por el daño moral sufrido a consecuencia de la muerte de su conviviente, padre e hijo, respectivamente, don Patricio Javier Fernández Rodríguez (Q.E.P.D.), ocurrido el día 21 de febrero de 2012 a consecuencia de las lesiones sufridas por la caída de sobre su cuerpo de un poste de alumbrado público luego de que un camión que transitaba por el lugar enganchara los cables del tendido eléctrico adosados a tal poste y lo hiciera caer. Con fecha 24.02.16 se solicitó el abandono del procedimiento y el desarchivo de la causa. El 02.03.16 el tribunal ordenó el desarchivo, estando pendiente pronunciarse sobre el abandono del procedimiento. Con fecha 10.06.16 se tiene por desarchivada la causa y se da traslado al incidente de abandono del procedimiento, el cual se mantiene suspendido a la espera que se resuelva respecto del mismo. El 15 de noviembre de 2016 se archivó nuevamente la causa, atendida la inactividad de las partes.

5. Demanda de indemnización de perjuicios interpuesta por doña Evelyn del Carmen Molina González, actuando por sí y en representación de sus hijas menores de edad Maite Alué y Daniela Anaís, ambas Letelier Molina, por la que piden que Enel Distribución Chile S.A. y su contratista Sociedad de Servicios Personales para el Área Eléctrica Limitada, sean condenadas solidariamente al pago de la suma total de M$2.000.000.-(M$1.000.000.- para la primera y M$500.000.- para cada una de las dos últimas) por el daño moral sufrido a consecuencia de la muerte de su cónyuge y padre, respectivamente, don David Letelier Riveros (Q.E.P.D.), ocurrido el día 25 de mayo de 2013, a consecuencia de las lesiones sufridas luego de que con motivo de recibir una descarga eléctrica cayó desde altura de un poste de alumbrado público en el que trabajaba. Se opusieron excepciones dilatorias, las que aún no son resueltas por el tribunal, y se está a la espera de que la demanda sea legalmente notificada a la codemandada la indicada Sociedad de Servicios Personales para el Área Eléctrica Limitada. Con fecha 04.07.2016 se solicita al tribunal resolver respecto de la excepción dilatoria pendiente (ineptitud del libelo), formulada por Chilectra en presentación de 06.11.2014. El 13.09.2016 las demandadas presentaron dúplicas. El 25.10.2016 citó a las partes a Comparendo de Conciliación, el cual tuvo lugar el 05.12.2016, sin que se materializara acuerdo.

b) Juicios u otras acciones legales.

Al 31 de diciembre de 2016, existen otras demandas en contra de la Compañía por indemnización de perjuicios, cuyos efectos la Gerencia estima que no son significativos, basado en los informes de sus asesores legales y el hecho que la Compañía ha contratado seguros que cubren este tipo de eventos, realizándose las provisiones correspondientes.

La Gerencia considera que las provisiones registradas en el Estado de Situación Financiera Consolidados adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios, arbitrajes y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

Nota 36. Dotación

Dotación.

La distribución del personal de Enel Distribución Chile, incluyendo la información relativa a las filiales, al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015, es el siguiente:

País	31-12-2016			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	13	556	104	673
Total	**13**	**556**	**104**	**673**

País	31-12-2015			
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Chile	18	554	114	686
Total	**18**	**554**	**114**	**686**

Es importante destacar que las operaciones que Enel Distribución Chile S.A. realiza fuera de Chile, a contar del 1 de marzo de 2016 pasaron a formar parte de una nueva sociedad denominada Chilectra Américas S.A. (ver Nota N°3.j y 4).)

Nota 37. Sanciones

a) Directores o administradores

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

b) Enel Distribución Chile S.A. y Filiales

Al 31 de diciembre de 2016 estaban pendientes de resolución 5 sanciones impuestas por la Superintendencia de Electricidad y Combustible, por infracciones a la Ley Eléctrica y su Reglamento, por un monto total de M$1.848.751.

Nota 38.
Medio Ambiente

La Sociedad ha efectuado desembolsos entre al 31 de diciembre de 2016 y 2015 por:

Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES AT	Consiste en la corta de ramas hasta llegar a las condiciones de seguridad a que debe ser dejado el follaje respecto a los conductores.	Terminado
GESTIÓN DE RESPEL	Considera los costos por el retiro y tratamiento de Residuos Peligrosos (destino final) generados en actividades de Mantenimiento Redes AT.	Terminado
GESTIÓN DE RESSOL	Esta actividad contempla el despeje y poda de las redes de distribución MT/BT cercanos a las redes de distribución	Terminado
GESTIÓN AMBIENTAL EN SSEE	El servicio consiste en el desmalezado y control de malezas en recintos de subestaciones de poder eléctricas con el objetivo de mantener libre de malezas los recintos asegurando una buena operación de estas instalaciones.	Terminado
MEJORAS EN LA RED MT/BT	Space CAB y Preemsamblado	Terminado
	Monitoreo de Fauna comprometido en la RCA línea 220 KV	En proceso
PERMISOS AMBIENTALES	Pagos corresponden a compromisos ambientales en la RCA que autorizo ambientalmente el proyecto: Mediciones de ruido y permisos sectoriales para el almacenamiento de residuos.	Terminado
	DIA del Proyecto"Potenciación Línea 110 kV Los Almendros El Salto, tramo Tap Los Dominicos	En proceso
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Estudio DGA, proyecto "Potenciación de Línea de Transmisión Eléctrica 110 kV Ochagavía-Florida, Tramo TAP Santa Elena –TAP Macul":y DIA Ochagavia – Florida, tramo Tap Santa , Tap Macul	Terminado
	El servicio consiste en la mantencion de áreas verdes con reposición de especies y césped en recintos de subestaciones de Enel Distribución.	Terminado
CONTROL DE RUIDOS	Esta actividad contempla el mantenimiento de la franja de servidumbre de una línea de alta tensión entre 34,5 y 500 kV.	Terminado
CONSULTORIA AMBIENTAL	Mediciones de ruido en subestaciones: Sta. Raquel, La Reina, Cisterna y Sta. Marta	Terminado
	Consultoría Ambiental y Calibración de Sonómetro	Terminado
PODA EN AT;BT,MT CON LLEE	Poda	Terminado
PERMISOS AMBIENTALES LINEA LO ESPEJO-OCHAGAVIA	Tramitación Permisos Ambientales Sectoriales, Línea-Lo Espejo -Ochagavia, tramo Tap Cisterna	Terminado
ROCE	Roce	Terminado
	Periodo Al 31 de diciembre de 2016	**Total**

Nombre del Proyecto	Descripción en Medio Ambiente	Estado del proyecto [Terminado, En proceso]
GESTION DE RESPEL	Gestión a Destino Final de Residuos Peligrosos: Sólidos contaminados con Aceite, pilas, baterías.	Terminado
GESTION AMBIENTAL DE SSEE	Mantencion Jardines y control de malezas en S/es	Terminado
MEJORAS EN LA RED MT/BT	Cumplimientos ISO 14001 en subestaciones	Terminado
	Space cab (4.285 mts red)preensamblado (78.578 mts red)	Terminado
PODA EN AT;BT,MT CON LLEE	Poda	Terminado
CONTROL DE VEGETACIÓN EN REDES MT/BT	Control de Maleza en Recintos S/Es	Terminado
CONTROL DE RUIDOS	Medición Ruidos subestaciones	Terminado
ROCE	Roce	Terminado
GESTION RESSOL	Gestión Botadero de desechos	Terminado
	Periodo al 31 de diciembre de 2015	**Total**

31-12-2016						31-12-2015
Monto desembolsos M$	Monto Activado M$	Monto Gasto M$	Monto desembolso a futuro M$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos M$	Monto desembolso periodo anterior M$
38.475	-	38.475	-	-	38.475	1.062.303
1.955	-	1.955	-	-	1.955	833
761.090	-	761.090	-	-	761.090	2.545
50.686	-	50.686	-	-	50.686	112.437
289.710	289.710	-	-	-	289.710	1.841.766
10.972	10.972	-	10.560	31-12-2017	21.532	-
44.259	44.259	-	-	-	44.259	-
8.856	8.856	-	5.068	31-12-2017	13.924	-
6.150	6.150	-	-	-	6.150	36.213
49.907	-	49.907	-	-	49.907	-
513	-	513	-	-	513	229.192
12.920	12.920	-	-	-	12.920	-
1.492	-	1.492	-	-	1.492	-
-	-	-	-	-	-	888.081
989	989	-	-	-	989	-
-	-	-	-	-	-	6.646
1.277.974	**373.856**	**904.118**	**15.628**	**-**	**1.293.602**	**4.180.016**

31-12-2015					
Monto desembolsos M$	Monto Activado M$	Monto Gasto M$	Monto desembolso a futuro M$	Fecha estimada desembolso Futuro	Total desembolsos M$
833	-	833	-	-	833
112.437	-	112.437	-	-	112.437
36.213	-	36.213	-	-	36.213
1.841.766	1.841.766	-	-	-	1.841.766
888.081	-	888.081	-	-	888.081
79.956	-	79.956	982.347	-	1.062.303
5.710	-	5.710	223.482	-	229.192
6.646	-	6.646	-	-	6.646
2.545	-	2.545	-	-	2.545
2.974.187	**1.841.766**	**1.132.421**	**1.205.829**	**-**	**4.180.016**

Nota 39. Estados Financieros de las Principales Filiales

A continuación incluimos Consolidado resumido del Grupo desglosado por filial al 31 de diciembre de 2016 y 2015:

31 de diciembre 2016

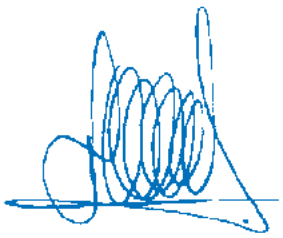
	Estados Financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	**Total Activos** M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	**Total Pasivos** M$
E. E. DE COLINA LTDA.	Separado	4.742.273	5.983.759	**10.726.032**	(1.615.457)	(126.414)	(8.984.161)	**(10.726.032)**
LUZ ANDES LTDA.	Separado	4.780.169	734.771	**5.514.940**	(529.302)	(306.563)	(4.679.074)	**(5.514.939)**

31 de diciembre 2015

	Estados Financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	**Total Activos** M$	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Patrimonio M$	**Total Pasivos** M$
E. E. DE COLINA LTDA.	Separado	5.377.947	5.280.409	**10.658.356**	2.461.578	156.977	8.039.801	**10.658.356**
LUZ ANDES LTDA.	Separado	4.238.294	749.782	**4.988.076**	266.084	296.545	4.425.447	**4.988.076**
CHILECTRA INVERSUD S.A.	Separado	4.215.661	155.326.654	**159.542.315**	156.485	-	159.385.830	**159.542.315**

Nota 40. Hechos Posteriores

No se tiene conocimiento de hechos ocurridos entre el 1 de enero de 2017 y a la fecha de emisión de estos presentes estados financieros consolidados, que pudieran afectarlos significativamente en su presentación.



EDGARDO URIBE VALENZUELA
Contador General

ANDREAS GEBHARDT STROBEL
Gerente General

31 de diciembre 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$	**Ganancia (Pérdida)** M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
10.090.049	(7.856.731)	**2.233.318**	1.371.898	451.150	676.696	1.127.846	(199.943)	**927.903**	16.456	944.359
1.457.747	(1.069.181)	**388.566**	124.195	77.635	217.490	294.294	(40.018)	**254.276**	(648)	253.628

31 de diciembre 2015

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$	**Ganancia (Pérdida)** M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
9.056.932	(7.108.494)	**1.948.438**	1.023.316	400.091	627.410	1.027.501	(148.765)	**878.736**	1.546	880.282
1.375.652	(933.768)	**441.884**	210.273	190.875	189.646	380.865	(50.153)	**330.712**	231	330.943
-	-	**-**	(347.719)	(347.719)	110.083	3.886.692	1.615	**3.888.307**	-	3.888.307

Anexo N° 1. Sociedades que componen el Grupo Enel Distribucion Chile S.A:

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31-12-2016			% Participación a 31-12-2015			Domicilio social	Actividad
	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
Chilectra Inversud S.A.	-	-	-	99,998%	0,002%	100,000%	Santiago de Chile (Chile)	Sociedad de Cartera
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	99,9998%	0,0002%	100,0000%	99,9998%	0,0002%	100,000%	Santiago de Chile (Chile)	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
Luz Andes Ltda.	99,9000%	0,0000%	99,900%	99,9000%	0,0000%	99,900%	Santiago de Chile (Chile)	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles

Anexo N° 2. Sociedades Asociadas

Sociedad (Por orden alfabético)	% Participación a 31-12-2016			% Participación a 31-12-2015			Domicilio social	Actividad
	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total		
Ampla Energía e Serviços S.A. (*)	-	-	-	31,367%	5,280%	36,647%	Río de Janeiro (Brasil)	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (*)	-	-	-	9,350%	0,000%	9,350%	Bogotá (Colombia)	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Distrilec Inversora S.A. (*)	-	-	-	23,418%	0,000%	23,418%	Buenos Aires (Argentina)	Sociedad de Cartera
Empresa Distribuidora Sur S.A. (*)	-	-	-	20,847%	13,193%	34,040%	Buenos Aires (Argentina)	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Enel Brasil S.A. (Ex Endesa Brasil S.A.) (*)	-	-	-	11,270%	0,000%	11,270%	Río de Janeiro (Brasil)	Sociedad de Cartera
Inversiones Distrilima S.A. (*)	-	-	-	30,154%	0,000%	30,154%	Lima (Perú)	Sociedad de Cartera
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.	0,1033%	0,0000%	0,1033%	0,1033%	0,0000%	0,103%	Santiago de Chile (Chile)	Suministrar y Comercializar Servicios y Equipos Informáticos

(*) Corresponden a activos no corrientes o grupos de activos para su disposición, clasificados como mantenidos para distribuir a los propietarios. (Ver Nota N°4).

Anexo N° 3. Detalle de Información Adicional Oficio Circular N° 715 de fecha 03 de Febrero de 2012

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros de Enel Distribución Chile S.A.

a) Estratificación de la Cartera.

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2016	Cartera al dia	Morosidad 01-90 dias	Morosidad 91-180 dias	Morosidad mayor a 181 dias	Total Corrientes	Total No corrientes
Detalle	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Cuentas Comerciales bruto	100.770.671	48.153.207	5.175.526	45.465.912	199.565.316	2.309.417
Provision deterioro	(157.009)	(602.673)	(395.206)	(29.227.616)	(30.382.504)	-
Otras cuentas por cobrar bruto	11.107.467	-	-	7.765.063	18.872.530	22.668.792
Provision deterioro	-	-	-	(7.765.063)	(7.765.063)	-
Totales	**111.721.129**	**47.550.534**	**4.780.320**	**16.238.296**	**180.290.279**	**24.978.209**

Cuentas Comerciales y otras cuentas por cobrar al 31 de diciembre de 2015	Cartera al dia	Morosidad 61-90 dias	Morosidad 91-180 dias	Morosidad mayor a 181 dias	Total Corrientes	Total No corrientes
Detalle	M$	M$	M$	M$	M$	M$
Cuentas Comerciales bruto	132.012.993	51.222.542	7.292.021	47.846.498	238.374.054	2.714.749
Provisión de deterioro	(145.404)	(606.057)	(375.378)	(25.038.635)	(26.165.474)	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	15.054.229	-	-	8.162.822	23.217.051	11.500.197
Provisión de deterioro	-	-	-	(8.162.822)	(8.162.822)	-
Totales	**146.921.818**	**50.616.485**	**6.916.643**	**22.807.863**	**227.262.809**	**14.214.946**

Resumen de Estratificación de Cartera

	31 de diciembre 2016						31 de diciembre 2015					
Tramo de Morosidad	N° de clientes de cartera no repactada	Cartera no repactada Bruta M$	N° de clientes cartera repactada bruta	Total Cartera repactada bruta M$	Total Numero de clientes	Total Cartera bruta M$	N° de clientes de cartera no repactada	Cartera no repactada Bruta M$	N° de clientes cartera repactada bruta	Total Cartera repactada bruta M$	Total Numero de clientes	Total Cartera bruta M$
Al día	1.157.533	97.229.750	60.278	5.850.338	1.217.811	103.080.088	1.209.825	128.980.059	52.166	5.747.683	1.261.991	134.727.742
Entre 1 y 30 días	414.526	27.397.380	22.459	3.951.138	436.985	31.348.518	436.715	30.804.063	25.066	3.479.425	461.781	34.283.488
Entre 31 y 60 días	107.477	11.558.893	8.312	1.756.446	115.789	13.315.339	107.420	11.583.924	8.583	2.821.810	116.003	14.405.734
Entre 61 y 90 días	18.289	3.040.431	2.128	448.919	20.417	3.489.350	14.825	2.119.092	1.802	414.228	16.627	2.533.320
Entre 91 y 120 días	8.946	1.078.799	1.049	286.640	9.995	1.365.439	7.718	1.998.287	936	253.880	8.654	2.252.167
Entre 121 y 150 días	5.781	651.903	656	230.854	6.437	882.757	5.714	2.660.733	574	211.130	6.288	2.871.863
Entre 151 y 180 días	4.584	2.402.146	442	525.184	5.026	2.927.330	4.303	2.055.026	324	112.965	4.627	2.167.991
Entre 181 y 210 días	19.972	1.462.458	275	109.839	20.247	1.572.297	17.455	1.369.523	219	73.231	17.674	1.442.754
Entre 211 y 250días	3.509	569.330	217	83.668	3.726	652.998	3.309	916.215	226	80.911	3.535	997.126
Más de 251 días	123.221	39.114.908	3.613	4.125.709	126.834	43.240.617	10.139	42.928.648	591	2.477.970	10.730	45.406.618
Totales	**1.863.838**	**184.505.998**	**99.429**	**17.368.735**	**1.963.267**	**201.874.733**	**1.817.423**	**225.415.570**	**90.487**	**15.673.233**	**1.907.910**	**241.088.803**

b) Cartera Protestada y en Cobranza Judicial.

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31-12-2016		Saldo al 31-12-2015	
	Numero de clientes	Monto M$	Numero de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	1.949	262.912	2.013	267.573
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	3.608	7.049.869	3.923	7.093.235
Total	**5.557**	**7.312.781**	**5.936**	**7.360.808**

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

c) Provisión y Castigo.

Provisiones y castigos		Saldo al 31-12-2016	Saldo al 31-12-2015
Provisión cartera no repactada	M$	5.888.132	12.079.712
Provisión cartera repactada	M$	(746.953)	(5.340.962)
Total	**M$**	**5.141.179**	**6.738.750**

c.1) Número y Monto de Operaciones

Número y monto operaciones		Saldo al 31-12-2016 Total detalle por tipo de operaciones, Ultimo trimestre	Saldo al 31-12-2016 Total detalle por tipo de operaciones, Acumulado Anual	Saldo al 31-12-2015 Total detalle por tipo de operaciones, Ultimo trimestre	Saldo al 31-12-2015 Total detalle por tipo de operaciones, Acumulado Anual
Número de operaciones		11.092	1.949.771	21.347	1.907.910
Monto de las operaciones	M$	74.563	5.141.179	1.711.656	6.738.750
Total	**M$**	**74.563**	**5.141.179**	**1.711.656**	**6.738.750**

Anexo N° 4. Deudores Comerciales

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros de Enel Distribución Chile S.A.

La composición de los Deudores Comerciales al 31 de diciembre de 2016 y al 31 de diciembre de 2015 es la siguiente:

a) Deudores Comerciales	31 de diciembre - 2016 Cartera al dia M$	Morosidad 1-30 dias M$	Morosidad 31-60 dias M$	Morosidad 61-90 dias M$	Morosidad 91-120 dias M$
DISTRIBUCIÓN					
Deudores Comerciales bruto	**100.770.671**	**31.348.518**	**13.315.339**	**3.489.350**	**1.365.439**
-Clientes Masivos	74.596.033	23.318.881	9.558.288	1.981.025	862.071
-Grandes Clientes	23.586.354	6.566.919	2.148.243	1.231.708	209.825
-Clientes Institucionales	2.588.284	1.462.718	1.608.808	276.617	293.543
Provision Deterioro	(157.009)	(221.810)	(212.406)	(168.457)	(109.571)
Total	**100.613.662**	**31.126.708**	**13.102.933**	**3.320.893**	**1.255.868**
Servicios No Facturados	**61.852.172**	-	-	-	-
Servicios Facturados	**38.918.499**	**31.348.518**	**13.315.339**	**3.489.350**	**1.365.439**
Total Deudores Comerciales Brutos	100.770.671	31.348.518	13.315.339	3.489.350	1.365.439
Total Provisión Deterioro	(157.009)	(221.810)	(212.406)	(168.457)	(109.571)
Total Deudores Comerciales Netos	**100.613.662**	**31.126.708**	**13.102.933**	**3.320.893**	**1.255.868**

	31 de diciembre - 2016							
	Morosidad 121-150 dias M$	Morosidad 151-180 dias M$	Morosidad 181-210 dias M$	Morosidad 211-250 dias M$	Morosidad mayor a 251 dias y menor a 365 M$	Morosidad Mayor a 365 días M$	Total Corrientes M$	Total No corrientes M$
	882.757	**2.927.330**	**1.572.297**	**652.998**	**2.667.650**	**40.572.967**	**199.565.316**	**2.309.417**
	615.659	534.796	779.941	347.398	1.202.738	23.490.231	137.287.061	1.855.978
	172.851	1.174.012	46.128	2.424	766.851	10.154.924	46.060.239	34.602
	94.247	1.218.522	746.228	303.176	698.061	6.927.812	16.218.016	418.837
	(110.910)	(174.725)	(766.217)	(103.001)	(614.954)	(27.743.444)	(30.382.504)	-
	771.847	**2.752.605**	**806.080**	**549.997**	**2.052.696**	**12.829.523**	**169.182.812**	**2.309.417**
	-	-	-	-	-	-	**61.852.172**	-
	882.757	**2.927.330**	**1.572.297**	**652.998**	**2.667.650**	**40.572.967**	**137.713.144**	**2.309.417**
	882.757	2.927.330	1.572.297	652.998	2.667.650	40.572.967	199.565.316	-
	(110.910)	(174.725)	(766.217)	(103.001)	(614.954)	(27.743.444)	(30.382.504)	-
	771.847	**2.752.605**	**806.080**	**549.997**	**2.052.696**	**12.829.523**	**169.182.812**	**2.309.417**

a) Deudores Comerciales	Cartera al dia M$	Morosidad 1-30 dias M$	Morosidad 31-60 dias M$	Morosidad 61-90 dias M$	Morosidad 91-120 dias M$
	31 de diciembre - 2015				
DISTRIBUCIÓN					
Deudores Comerciales bruto	**132.012.993**	**34.283.488**	**14.405.734**	**2.533.320**	**2.252.167**
-Clientes Masivos	105.168.925	24.413.913	9.116.008	1.502.443	739.664
-Grandes Clientes	25.725.150	8.438.301	3.266.323	681.137	336.747
-Clientes Institucionales	1.118.918	1.431.274	2.023.403	349.740	1.175.756
Provision Deterioro	(145.404)	(240.905)	(228.765)	(136.387)	(117.416)
Total	**131.867.589**	**34.042.583**	**14.176.969**	**2.396.933**	**2.134.751**
Servicios No Facturados	**97.651.950**	-	-	-	-
Servicios Facturados	**34.361.043**	**34.283.488**	**14.405.734**	**2.533.320**	**2.252.167**
Total Deudores Comerciales Brutos	132.012.993	34.283.488	14.405.734	2.533.320	2.252.167
Total Provisión Deterioro	(145.404)	(240.905)	(228.765)	(136.387)	(117.416)
Total Deudores Comerciales Netos	**131.867.589**	**34.042.583**	**14.176.969**	**2.396.933**	**2.134.751**

En conformidad a lo dispuesto en el artículo 225 letra k) de la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en DFL N°4 del Ministerio de Economía, usuario o consumidor final es el "que utiliza el suministro de energía eléctrica para consumirlo". Producto de esto nuestra base clientes sólo responde a una agrupación de gestión, según la siguiente clasificación:

> Clientes Masivos
> Grandes Clientes
> Clientes Institucionales

b) Tipo de cartera	Cartera al dia M$	Morosidad 1-30 dias M$	Morosidad 31-60 dias M$	Morosidad 61-90 dias M$	Morosidad 91-120 dias M$
	31 de diciembre - 2016				
DISTRIBUCIÓN					
Cartera no repactada	**96.782.770**	**27.397.380**	**11.558.893**	**3.040.431**	**1.078.799**
-Clientes Masivos	71.194.769	20.155.266	8.134.561	1.532.106	575.781
-Grandes Clientes	23.376.286	6.499.554	2.148.243	1.231.708	209.825
-Clientes Institucionales	2.211.715	742.560	1.276.089	276.617	293.193
Numero de Clientes no repactados	1.157.055	414.526	107.477	18.289	8.946
Cartera repactada	**3.987.901**	**3.951.138**	**1.756.446**	**448.919**	**286.640**
-Clientes Masivos	3.401.264	3.163.614	1.423.727	448.919	286.290
-Grandes Clientes	210.068	67.366	-	-	-
-Clientes Institucionales	376.569	720.158	332.719	-	350
Numero de Clientes repactados	47.260	22.459	8.312	2.128	1.049
Total cartera bruta	**100.770.671**	**31.348.518**	**13.315.339**	**3.489.350**	**1.365.439**

b) Tipo de cartera	Cartera al dia M$	Morosidad 1-30 dias M$	Morosidad 31-60 dias M$	Morosidad 61-90 dias M$	Morosidad 91-120 dias M$
	31 de diciembre - 2015				
DISTRIBUCIÓN					
Cartera no repactada	**128.531.292**	**30.804.063**	**11.583.924**	**2.119.092**	**1.998.287**
-Clientes Masivos	101.492.610	20.997.170	7.650.851	1.088.488	486.054
-Grandes Clientes	25.311.864	8.377.250	3.250.212	681.137	336.747
-Clientes Institucionales	1.726.818	1.429.643	682.861	349.467	1.175.486
Numero de Clientes no repactados	1.098.240	436.715	107.420	14.825	7.718
Cartera repactada	**3.481.701**	**3.479.425**	**2.821.810**	**414.228**	**253.880**
-Clientes Masivos	3.676.315	3.416.743	1.465.157	413.955	253.611
-Grandes Clientes	413.286	61.052	16.111	-	-
-Clientes Institucionales	(607.900)	1.630	1.340.542	273	269
Numero de Clientes repactados	50.955	25.066	8.583	1.802	936
Total cartera bruta	**132.012.993**	**34.283.488**	**14.405.734**	**2.533.320**	**2.252.167**

31 de diciembre - 2015							
Morosidad 121-150 dias M$	Morosidad 151-180 dias M$	Morosidad 181-210 dias M$	Morosidad 211-250 dias M$	Morosidad mayor a 251 dias y menor a 365 M$	Morosidad Mayor a 365 días M$	Total Corrientes M$	Total No corrientes M$
2.871.863	**2.167.991**	**1.442.754**	**997.126**	**2.577.823**	**42.828.795**	**238.374.054**	**2.714.749**
562.527	338.903	700.991	239.222	879.587	18.658.381	162.320.564	2.013.612
1.117.152	36.850	98.340	45.797	327.762	13.345.791	53.419.350	44.269
1.192.184	1.792.238	643.423	712.107	1.370.474	10.824.623	22.634.140	656.868
(157.109)	(100.853)	(712.740)	(87.660)	(457.761)	(23.780.474)	-26.165.474	-
2.714.754	**2.067.138**	**730.014**	**909.466**	**2.120.062**	**19.048.321**	**212.208.580**	**2.714.749**
-	-	-	-	-	-	**97.651.950**	-
2.871.863	**2.167.991**	**1.442.754**	**997.126**	**2.577.823**	**42.828.795**	**140.722.104**	**2.714.749**
2.871.863	2.167.991	1.442.754	997.126	2.577.823	42.828.795	238.374.054	-
(157.109)	(100.853)	(712.740)	(87.660)	(457.761)	(23.780.474)	(26.165.474)	-
2.714.754	**2.067.138**	**730.014**	**909.466**	**2.120.062**	**19.048.321**	**212.208.580**	**2.714.749**

31 de diciembre - 2016						
Morosidad 121-150 dias M$	Morosidad 151-180 dias M$	Morosidad 181-210 dias M$	Morosidad 211-250 dias M$	Morosidad mayor a 251 dias M$	Total Corrientes M$	Total No corrientes M$
651.903	**2.402.146**	**1.462.458**	**569.330**	**39.114.908**	**184.059.018**	**446.980**
410.789	377.710	670.102	265.575	20.582.481	123.899.140	412.378
146.867	1.174.012	46.128	2.424	10.921.775	45.756.822	34.602
94.247	850.424	746.228	301.331	7.610.652	14.403.056	-
5.781	4.584	19.972	3.509	123.221	1.863.360	478
230.854	**525.184**	**109.839**	**83.668**	**4.125.709**	**15.506.298**	**1.862.437**
204.870	157.086	109.839	81.823	4.110.488	13.387.920	1.443.600
25.984	-	-	-	-	303.418	-
-	368.098	-	1.845	15.221	1.814.960	418.837
656	442	275	217	3.613	86.411	13.018
882.757	**2.927.330**	**1.572.297**	**652.998**	**43.240.617**	**199.565.316**	**2.309.417**

31 de diciembre - 2015						
Morosidad 121-150 dias M$	Morosidad 151-180 dias M$	Morosidad 181-210 dias M$	Morosidad 211-250 dias M$	Morosidad mayor a 251 dias M$	Total Corrientes M$	Total No corrientes M$
2.660.733	**2.055.026**	**1.369.523**	**916.215**	**42.928.648**	**224.966.803**	**448.767**
353.194	225.938	627.942	158.685	17.414.188	150.495.120	357.952
1.117.152	36.850	98.340	45.797	13.673.554	52.928.903	44.269
1.190.387	1.792.238	643.241	711.733	11.840.906	21.542.780	46.546
5.714	4.303	17.455	3.309	10.139	1.705.838	111.585
211.130	**112.965**	**73.231**	**80.911**	**2.477.970**	**13.407.251**	**2.265.982**
209.333	112.965	73.048	80.537	2.123.778	11.825.442	1.655.660
-	-	-	-	-	490.449	-
1.797	-	183	374	354.192	1.091.360	610.322
574	324	219	226	591	89.276	1.211
2.871.863	**2.167.991**	**1.442.754**	**997.126**	**45.406.618**	**238.374.054**	**2.714.749**

Anexo N° 5. Detalle Vencimiento de Proveedores

Este anexo forma parte integral de los Estados Financieros de Enel Distribución Chile.

Estratificación de la Cartera.

Por Antigüedad de las Cuentas Comerciales

Proveedores con pagos al día	Saldo al 31-12-2016				Saldo al 31-12-2015			
	Bienes M$	Energía M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Energía M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	-	68.377.697	-	68.377.697	-	82.005.689	-	82.005.689
Total	**-**	**68.377.697**	**-**	**68.377.697**	**-**	**82.005.689**	**-**	**82.005.689**

Anexo N° 6. Informacion Adicional Requerida por la Superintendencia de Valores y Seguros

	31-12-2016		31-12-2015	
BALANCE	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	-	4.496.734	-	5.233.288
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	57.529.687	4.166.732	92.870.117	5.660.438
Total Activo estimado	**57.529.687**	**8.663.466**	**92.870.117**	**10.893.726**
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	30.032.140	5.674.249	34.595.058	5.373.697
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	64.580.992	5.146.219	72.494.283	5.766.548
Total Pasivo estimado	**94.613.132**	**10.820.468**	**107.089.341**	**11.140.245**

	31-12-2016		31-12-2015	
RESULTADO	Energía y Potencia	Peajes	Energía y Potencia	Peajes
Ventas de Energía	57.529.687	8.663.466	92.870.117	10.893.726
Ventas de energía	**57.529.687**	**8.663.466**	**92.870.117**	**10.893.726**
Compra Energía	94.613.132	10.820.468	107.089.341	11.140.245
Total Compra de Energía	**94.613.132**	**10.820.468**	**107.089.341**	**11.140.245**

eneldistribucion.cl