

Memoria Anual 2014



endesa
chile

Bolsa de Comercio de Santiago
ENDESA

Bolsa de Nueva York
EOC

Bolsa de Madrid
XEOC

Endesa Chile se constituyó en 1943 bajo la razón social de Empresa Nacional de Electricidad S.A. En 1994 se modificaron los estatutos de la sociedad, incorporándose el nombre de fantasía "Endesa" y en 2005, se agregó el nombre de fantasía "Endesa Chile". La compañía está inscrita en el Registro de Comercio de Santiago, a fs. 61 N°62 y fs. 65 vta. N°63, respectivamente, con fecha 19 de enero de 1944. Tiene su domicilio social y oficinas principales en calle Santa Rosa 76, Santiago de Chile. Su capital social, al 31 de diciembre de 2014, era de \$1.331.714.085 miles, representado por 8.201.754.580 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas de comercio chilenas, en la Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE), en la forma de American Depositary Receipts (ADR), y en la Bolsa de Madrid (Latibex). El objeto de la sociedad es explotar la producción, transporte y distribución de energía eléctrica. La empresa también tiene por objeto prestar servicios de consultoría, realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y -asimismo- participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas. Endesa Chile es una compañía líder del sector eléctrico chileno y una de las principales sociedades eléctricas en los mercados en los que opera. Sus activos totales ascendieron a \$7.237.672 millones, al 31 de diciembre de 2014.

Obtuvo ingresos por \$2.446.534 millones, un resultado de explotación de \$875.321 millones y una utilidad, después de impuestos, de \$334.557 millones. Al término de 2014, la dotación de personal total de la empresa era de 2.681 trabajadores, de los cuales 1.261 se desempeñaban en Chile, 563 en Argentina, 589 en Colombia y 268 en Perú.

Memoria Anual 2014

Índice

Carta del Presidente	4
Hitos 2014	10
Principales Indicadores Financieros de Operación	14
Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos	16
Propiedad y Control	20
Administración	24
Recursos Humanos	36
Transacciones Bursátiles	46
Dividendos	50
Política de Inversión y Financiamiento	54
Inversiones y Actividades Financieras	58
Factores de Riesgo	66
Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica	80
Negocios de la Compañía	102
Descripción del Negocio Eléctrico por País	106
Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible	134
Investigación, Desarrollo e Innovación	140
Cuadro Esquemático de Participaciones	148
Hechos Relevantes de la Entidad	154
Identificación de las Compañías Filiales y Coligadas	162
Declaración de Responsabilidad	176
Estados Financieros Consolidados	178
Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados	328
Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales	342

Carta del Presidente

Estimadas y estimados accionistas,

Tienen en sus manos la Memoria Anual y Estados Financieros correspondientes al ejercicio 2014 de la compañía. A lo largo de este reporte, encontrarán toda la información sobre los hechos y tendencias que marcaron nuestro accionar durante el año en cada uno de los mercados en los que Endesa Chile está presente.

Me dirijo a ustedes en un momento en el que la compañía avanza decididamente en la consolidación del sitio que ha sabido conquistar a lo largo del tiempo en Chile, Colombia, Perú y Argentina, y también en Brasil. Tenemos un claro liderazgo a nivel regional y la compañía seguirá trabajando para hacerlo crecer aún más y seguir siendo fuente de valor para las comunidades y sociedades que acogen a nuestras operaciones, así como para nuestros accionistas y trabajadores.

Este norte obliga a la empresa a actuar con responsabilidad y entusiasmo, con rigor y profesionalismo, y a redoblar los esfuerzos para cumplir la que ha sido su vocación permanente.

Endesa Chile nació para acompañar a Chile en su camino al desarrollo y así lo ha hecho a lo largo de sus 71 años de vida. Este papel también lo cumplimos fuera de las fronteras del país que vio nacer a la compañía y hoy genera la energía necesaria para que cinco naciones puedan impulsar el crecimiento de sus economías y la de sus empresas, y para que sus ciudadanos puedan acceder a una mejor calidad de vida.

Los logros acumulados por Endesa Chile a lo largo de su historia son muchos y, sin duda, la clave para alcanzarlos ha sido la excelencia profesional, el tesón y el compromiso de cada uno de sus 2.681 profesionales, trabajadores y técnicos, para los cuales, este año, hemos obtenido la certificación global EFR (Empresa Familiarmente Responsable) la cual avala el alineamiento de nuestras políticas con los principios de calidad del empleo, flexibilidad, igualdad de oportunidades y apoyo al entorno profesional y personal. A todos ellos, quisiera expresarles mis más profundos

agradecimientos, particularmente por los resultados que obtuvimos durante el ejercicio 2014.

Endesa Chile cuenta con bases sólidas para seguir creciendo y consolidándose en la región, y esta certeza deriva en gran parte de nuestra pertenencia a uno de los mayores grupos energéticos a nivel mundial. Somos parte del Grupo Enel, a través de nuestra matriz Enersis, un holding que opera en cuatro continentes, cuya capacidad instalada supera los 95.000 MW y que distribuye electricidad y gas a 61 millones de clientes. Contamos con su experiencia, con su capacidad innovadora, con sus estándares de punta y prácticas de clase mundial. Y es ello, junto a la calidad de nuestro capital humano, lo que nos da la confianza de cumplir la vocación que nos ha caracterizado desde siempre.

Endesa Chile es sinónimo de energía puesta al servicio del desarrollo y del bienestar de las personas. Ello sólo es posible en la medida en que la compañía crezca. Estamos presentes en una de las regiones que, a pesar de la desaceleración en el ritmo de crecimiento de la mayoría de sus economías, exhibe un enorme potencial en relación a otras regiones del planeta. Si bien las proyecciones de los organismos internacionales, como el Fondo Monetario Internacional, han bajado para la región, considerando los países a nivel individual siguen siendo interesantes. Y si hay algo claro es que para acelerar el crecimiento de cada uno de estos países y desplegar todo su potencial será necesario que éstos cuenten con más energía.

Endesa Chile ha sabido seguir creciendo en este contexto fuertemente influido por la caída en los precios y demanda de los commodities que sostienen las economías de estas naciones.

La capacidad instalada de Endesa Chile experimentó un importante aumento, sumando un total de 14.715 MW al cierre de 2014, lo que significó un incremento de 7,5% respecto a los 13.688 MW de 2013.

Sin embargo, durante el ejercicio 2014, la generación neta de energía de Endesa Chile descendió 3%, alcanzando los 49.835 GWh. Esto se explicó fundamentalmente por una menor generación térmica en Chile, la cual estuvo

asociada a la paralización de la central Bocamina II, y por un menor despacho termoeléctrico en Argentina, lo que fue compensado en parte por una mayor generación hidroeléctrica en Chile, Colombia y Argentina, así como por una mayor generación térmica en Perú.

A su vez, las ventas físicas de energía disminuyeron 2% en el periodo, con lo que sumaron 56.692 GWh, esto se debió principalmente a la caída registrada en Argentina y en menor medida en Colombia, lo que compensó en parte el alza de las ventas en Perú y Chile.

No obstante, la efectividad de las acciones adoptadas por la compañía permitió que los ingresos operacionales aumentaran un 21% durante el año 2014, alcanzando los \$2.466.534 millones. Este crecimiento se originó en un incremento en las ventas de energía, las que pasaron de \$1.845.461 millones, en 2013, a los actuales \$2.241.228 millones. En ello influyeron los mayores precios medios de venta de energía en Chile, Colombia y Perú, además de la incorporación de Gas Atacama en el perímetro de consolidación de Endesa Chile, que aportó ingresos por \$113.074 millones.

Este mejor desempeño compensó el alza de 35% que exhibieron los costos de aprovisionamiento y servicios, los que sumaron \$1.119.457 millones, debido a mayores compras de energía por \$159.114 millones y a un alza de \$98.385 millones en el consumo de combustibles. Lo anterior, tuvo su origen en los mayores costos por compra de energía realizados en Chile y Perú, así como en los mayores costos en consumo de combustibles en estos dos países, y en los mayores gastos por transporte y otros servicios en Colombia y Perú.

De este modo, la gestión de la compañía permitió que el EBITDA se incrementara en 12%, durante 2014, totalizando \$1.094.981 millones, lo cual refleja la sólida posición de Endesa Chile. Hay que destacar que este resultado se logró a pesar del efecto del cierre temporal de la central Bocamina II, la que se

encuentra paralizada desde diciembre de 2013. Esta cifra, sin embargo, no incluye la contribución de la inversión en Enel Brasil, la cual no está consolidada en Endesa Chile y cuyos resultados están considerados bajo participación en ganancia (pérdida) de empresas asociadas, contabilizadas por el método de la participación, y que al 31 de diciembre de 2014 llegó a \$62.181 millones.

A pesar del positivo desempeño operacional destacado en los párrafos anteriores, el beneficio neto atribuible a los accionistas de Endesa Chile alcanzó al cierre de 2014 los \$334.557 millones. Este monto significó un descenso de 5% en relación a 2013, lo que se explicó por el impacto sufrido por las provisiones realizadas en las inversiones de HidroAysén y Punta Alcalde, las que tuvieron un impacto de



Enrico Viale
Presidente

\$69.066 millones y \$9.184 millones, respectivamente. Sin embargo, debo destacar que de no haber realizado estas provisiones, el beneficio neto de la compañía en el periodo se hubiese incrementado un 16%.

La provisión por HidroAysén se adoptó debido a que la recuperación de la inversión realizada depende hoy de decisiones judiciales y de definiciones de la Agenda de Energía adoptada por el país, las cuales la compañía no está en condiciones de prever. Así, este proyecto no figura en el pipeline inmediato del Grupo. Sin embargo, Endesa Chile tiene la voluntad de defender sus derechos y la calificación ambiental otorgada en las instancias que corresponda, realizando las acciones judiciales y administrativas que sean necesarias.

La provisión por Punta Alcalde, en tanto, se origina en la decisión de detener el desarrollo del proyecto, tras haber estudiado las posibilidades de adaptarlo para que fuese rentable y tecnológicamente más sustentable. La conclusión alcanzada fue que dichas adaptaciones implicarían modificaciones mayores a la Resolución de Calificación Ambiental aprobada, las que serían de difícil tramitación.

En los capítulos siguientes de esta memoria y reporte, podrán revisar el detalle de estos resultados y el análisis razonado de los mismos.

Estimados accionistas, Endesa Chile ha acompañado desde siempre el desarrollo del país y de cada uno de los mercados en los que está presente. Buena parte de los hitos que han marcado el crecimiento de Chile han tenido a la compañía como protagonista. Nuestra energía generada ha sido vital para mover a las empresas, para que sus bienes y servicios conquisten los mercados mundiales, para impulsar la competitividad de la economía y para que las personas accedan a una mejor calidad de vida. No podía ser de otra forma, energía es sinónimo de modernidad y bienestar. Y es ello lo que nos motiva a seguir trabajando y creciendo, porque Endesa Chile es sinónimo de energía.

Esta vocación histórica tiene el respaldo claro y decidido, como comenté anteriormente, del Grupo Enel, a través de nuestra matriz Enersis, para el cual Chile y América Latina ocupan un lugar destacado para su crecimiento e inversiones futuras. Endesa Chile es parte esencial para la concreción de la visión del Grupo. En este sentido, durante 2014, la compañía dio importantes pasos en este camino.

Hay que destacar las inversiones anunciadas durante el periodo, las cuales incluyeron el inicio de la construcción de

la central hidroeléctrica Los Cóndores y la toma de control de Gas Atacama.

La central Los Cóndores, ubicada en la Región del Maule, tendrá una inversión de US\$661,5 millones, y aportará 150 MW de capacidad sustentable al Sistema Interconectado Central y se espera que entre en operación comercial a fines de 2018.

La toma de control de la propiedad de Gas Atacama se produjo luego que Endesa Chile incrementara su participación al adquirir el 50% de Inversiones Gas Atacama Holding Limitada (IGHL) a Southern Cross (SC). Con ello, la empresa pasó a sumar cerca de 1.000 MW de capacidad instalada en el SING. El precio total de la transacción ascendió a US\$309 millones, e incluyó la cesión del crédito que mantenía la sociedad Pacific Energy Sub Co., filial de SC, por cobrar a Atacama Finance Co., filial de IGHL, por un monto de US\$28,5 millones.

Respecto al proyecto El Quimbo, central hidroeléctrica de 400 MW de capacidad instalada que se localiza al sur del departamento del Huila, al sureste de la ciudad de Bogotá, Colombia, hay que destacar que a diciembre de 2014, el estado de avance en su construcción alcanzaba a un 84%. Lo anterior, nos permite estimar el inicio del llenado del embalse durante el año 2015.

La centralidad y el carácter estratégico de Chile y América Latina se grafican también en la nueva forma de operar y de entender el negocio que estamos impulsando. Estamos iniciando una nueva fase marcada por la construcción de una compañía a la altura de los retos y requerimientos del Siglo XXI, que consolide y haga crecer aún más el liderazgo alcanzado por Endesa Chile.

Esta nueva etapa nos obliga a revisar y replantearnos nuestra manera de hacer las cosas; a rescatar lo mejor de nuestras prácticas, y también a corregir y enmendar el rumbo cuando es necesario; puesto que sólo así es posible asegurar la adaptación de la empresa a los nuevos retos.

Endesa Chile está presente en cinco países de América Latina. Somos una compañía multinacional que debe saber adecuarse a los profundos y acelerados cambios que están experimentando sus sociedades, sus normativas y las expectativas de sus ciudadanos. Y en el caso de una compañía generadora y con el liderazgo que tiene la nuestra, ello hace necesario revisar la forma en cómo estamos desarrollando nuestras iniciativas de inversión.

Es por ello que estamos revisando toda nuestra cartera de proyectos y en los próximos meses se anunciará el resultado de este proceso y el portafolio de iniciativas que la empresa llevará a cabo a futuro.

Los lineamientos son claros. Queremos asegurar que los proyectos sean de rápida ejecución, que tengan procesos aprobatorios más expeditos, con contratos de suministro suscritos, ya que así serán más rentables y contribuirán a reforzar la sustentabilidad del negocio.

También queremos desarrollar proyectos que cuenten con la aprobación de las comunidades y de la sociedad. No desarrollaremos proyectos que no sean requeridos por los países en los que estamos presentes. En este sentido, como Endesa Chile y como Grupo estamos construyendo una nueva forma de relacionarnos con todos los stakeholders, incorporando más profesionales, más recursos y privilegiando la inserción temprana de nuestros proyectos en las comunidades. Nuestra voluntad es que las iniciativas de inversión que desarrollemos no sólo sean necesarias para los países en los que estamos presentes, también queremos que ellas cuenten con la aprobación de las comunidades que las acogen.

Y esto implica hacer esfuerzos diarios por asegurar la impecabilidad técnica y ambiental de los proyectos, por mejorar nuestra capacidad de interlocución y diálogo, por explicar mejor las iniciativas y sus beneficios, así como por involucrar desde un inicio a los miembros de la comunidad para construir visiones comunes de futuro, puesto que somos conscientes de que conviviremos por mucho tiempo.

Esta es la visión de nuestra matriz Enersis y del Grupo Enel. Estos son los lineamientos con los que Endesa Chile abordará sus actuales y futuros proyectos. Este compromiso con el desarrollo y bienestar de los entornos aledaños a las operaciones de la compañía es genuino, nace de una convicción profunda y tiene como norte asegurar la sustentabilidad de ambos.

Un ejemplo de esta nueva mirada es el trabajo que hemos desarrollado en Coronel, comuna en la cual están ubicadas nuestras centrales Bocamina I y II. Fue así como se trabajó durante buena parte de 2014 para acordar una visión de desarrollo con la comunidad, las autoridades y las organizaciones sociales. De este modo, en noviembre, Endesa Chile suscribió un acuerdo de valor compartido con representantes de diferentes entidades presentes en la zona en la que está instalada Bocamina, incluyendo a los sindicatos de pescadores y recolectoras de algas, la

Municipalidad de Coronel y el gobierno regional. Este acuerdo supone el compromiso de trabajar juntos en torno a una visión de desarrollo local, que se expresará en un programa de valor compartido para la comuna.

Anteriormente, Endesa Chile ya había dado muestras de esta voluntad colaborativa, al participar de una iniciativa conjunta con el Servicio de Vivienda y Urbanismo de la Región del Biobío, y la Municipalidad de Coronel, que permitió relocalizar a 78 familias del sector La Colonia. Endesa Chile -como parte del acuerdo- aportó con parte del financiamiento para las nuevas viviendas. Lo anterior, se suma a las más de 500 familias ya relocalizadas.

Asimismo, la empresa anunció la instalación de una solución tecnológica integrada para reducir las emisiones de óxido de nitrógeno en Bocamina I, proyecto que permitirá el cumplimiento de la actual normativa de emisiones para centrales termoeléctricas.

La voluntad de Endesa Chile por informar tempranamente y de dialogar de manera constante con la comunidad también se ha visto reflejada en las actividades realizadas para dar a conocer los detalles de las modificaciones que se introducirán en Bocamina II. Así, se efectuó una jornada de Participación Ciudadana (PAC) adicional, programada por el Servicio de Evaluación Ambiental de la Región del Biobío, en la que se mostraron las mejoras ambientales que propone la compañía para esta central. Lo anterior, en el marco de la tramitación ambiental del Estudio de Impacto Ambiental, ingresado en diciembre de 2013.

En dicho contexto, debo destacar que con fecha 2 de abril de 2015 la Comisión de Evaluación Ambiental emitió la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad correspondiendo a la Resolución Exenta número 128 y a partir de 6 abril se encuentra vigente. Un hecho administrativo que viene a coronar todo el esfuerzo desarrollado por nuestra compañía para elevar los estándares técnicos, ambientales y de nuevo relacionamiento que hemos venido implementando, no sólo a nivel local, sino que también en el resto de nuestras operaciones. Este importante hito para Endesa Chile, es un reflejo cierto de la nueva forma de hacer las cosas y de relacionarnos con nuestro entorno.

Las mejoras que se implementarán, como la instalación de filtros de tecnología avanzada en la succión de agua para el sistema de enfriamiento, la cobertura de las canchas que acopian el carbón y el monitoreo de calidad del aire en línea, beneficiarán de manera directa a la comunidad de Coronel.

Otro ejemplo de esta nueva forma de hacer las cosas se vio reflejada en el acuerdo con la Dirección de Obras Hidráulicas, mediante el cual se comprometió a restringir la operación de la central hidroeléctrica El Toro. De este modo, la empresa contribuyó colaborativamente a solucionar una de las preocupaciones del sector agrícola de la zona del Laja, el cual ha sido afectado por la sequía y por las bajas cotas del embalse del Lago Laja, y así asegurar un abastecimiento suficiente para los regantes de la zona.

En la misma línea, hay que destacar el acuerdo alcanzado con la Junta de Vigilancia del Río Maule para optimizar el uso del agua del embalse Laguna del Maule y monitorear la operación de la futura central Los Cóndores, con el fin de asegurar la disponibilidad de este recurso especialmente en tiempos de escasez.

Velar por la sustentabilidad del negocio y de los entornos de las operaciones de Endesa Chile implica también la responsabilidad de no escatimar esfuerzos -en ingeniería, diseño y en la aplicación de tecnologías de punta en todos los proyectos de la compañía-, para asegurar los mínimos impactos posibles sobre los entornos en que ellas se desarrollan. Este compromiso es parte fundamental de un grupo energético que es líder a nivel mundial en el desarrollo de las energías más amigables con el medioambiente.

Así, entre otros avances, la compañía logró durante 2014 reducir en cerca de 45.000 toneladas sus emisiones de CO₂ gracias a la operación del Parque Eólico Canela, las que equivalen a las emisiones anuales de 8.000 vehículos a gasolina. Endesa Chile consiguió emitir sus primeros bonos de carbono por la operación del Parque Eólico Canela I, luego de que la Oficina de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC) anunciara la aprobación de las reducciones de emisiones certificadas (Certified Emissions Reductions, CER). Con esta emisión, el Parque Eólico Canela I se convirtió en la primera instalación del Grupo en Chile en alcanzar este hito.

Este compromiso de Endesa Chile con el cuidado del medioambiente ha sido reconocido en diferentes ocasiones. Así, durante 2014, la compañía, a través de su Complejo a Gas Natural San Isidro, se convirtió en la primera generadora del país en obtener el sello de Eficiencia Energética, reconocimiento otorgado por el Ministerio de Energía, el cual distingue a las empresas que se han destacado en la aplicación de la eficiencia energética en sus procesos.

El detalle de estos y otros logros alcanzados por la empresa durante el ejercicio 2014 pueden ser consultados en las páginas y capítulos de esta Memoria Anual.

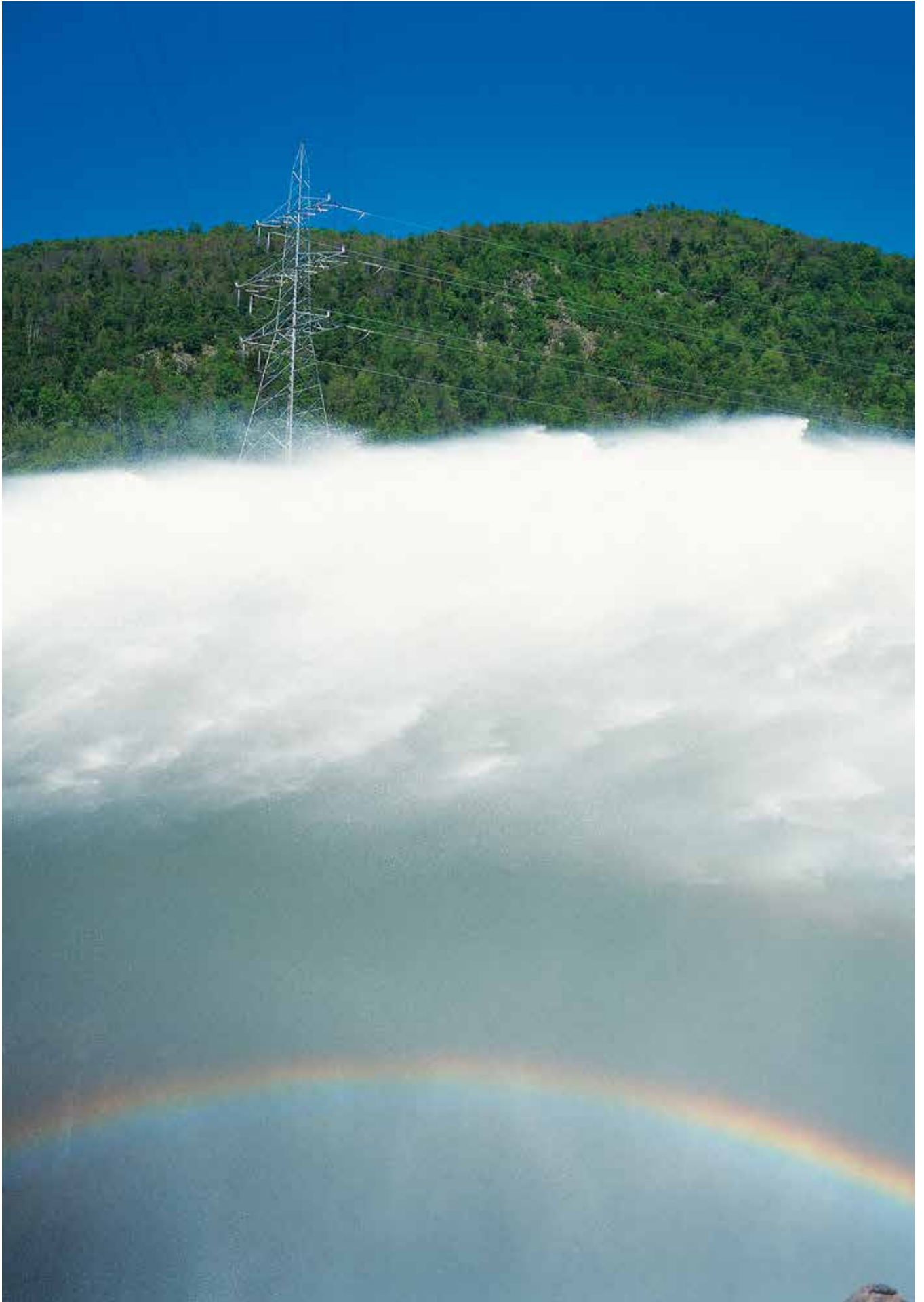
Estimados accionistas, la vocación permanente de Endesa Chile es brindar energía al servicio del desarrollo de los países y para el bienestar de las personas. Sin duda, esta vocación sólo es posible realizarla en un marco de colaboración público-privada, mediante diálogos amplios y participativos. Es así como nuestra compañía ha sido parte de todos los esfuerzos liderados por la autoridad para asegurar que Chile cuente con un camino claro que permita reactivar al sector energético, en general, y a la generación eléctrica, en particular.

Endesa Chile crece de cara al país y en sintonía con los requerimientos de sus industrias y con la permanente expectativa de sus ciudadanos por mejorar sus condiciones de vida. Así como lo ha hecho a lo largo de toda su historia, Endesa Chile seguirá cumpliendo este papel y liderando los esfuerzos para materializarlo en proyectos e iniciativas concretas que generen valor para las sociedades en las que está presente, que permitan el crecimiento y desarrollo profesional de sus trabajadores, y que aseguren rentabilidad a sus accionistas.

Ese es el horizonte hacia el cual seguiremos transitando y que nos impulsa a mejorar día a día.



Enrico Viale
Presidente



Hitos 2014



ENERO

Corte Suprema ratifica RCA del proyecto Punta Alcalde. La Corte Suprema rechazó todos los recursos en última instancia presentados en contra de la RCA favorable, ratificando de esta manera la aprobación ambiental del Comité de Ministros. El fallo indicó que Endesa Chile deberá cumplir con todas las condiciones establecidas en la RCA y además, someter a evaluación ambiental la instalación y funcionamiento de un precipitador electrostático en la chimenea 2B de la planta de CAP en Huasco.

FEBRERO

Serviu de la Región del Biobío, Municipalidad de Coronel y Endesa Chile, relocalizan a 78 familias del sector La Colonia. 78 familias del sector La Colonia, de Coronel, firmaron los subsidios para sus nuevas viviendas, en un acto que marcó el inicio del proceso de relocalización en la zona, luego del acuerdo que alcanzaron los vecinos con la Municipalidad de Coronel y el Serviu de la Región del Biobío.

Regantes y Endesa Chile alcanzan acuerdo para optimizar uso del agua en la cuenca del Maule. Con el compromiso de optimizar los recursos del Embalse de la Laguna del Maule, especialmente en escenarios de escasez, se alcanzó un acuerdo con los regantes de la zona, el que permitió viabilizar la construcción del proyecto hidroeléctrico Los Cóndores en la cuenca alta del Maule.

MARZO

Endesa Chile adquirió control de Gas Atacama. El Directorio de Endesa Chile ejerció su derecho de adquisición preferente relativa a la venta y enajenación de todos los derechos sociales que Southern Cross tenía en Inversiones Gas Atacama Holding Limitada (IGHL), dando paso a que la compañía tomara el 50% restante de IGHIL por un monto de US\$309 millones. De esta manera, la compañía alcanzó el 98% de Gas Atacama, central termoeléctrica a gas natural instalada en el SING, y del gasoducto Mejillones-Taltal y del Gasoducto Atacama entre Chile y Argentina.

Parque Eólico Canela reduce cerca de 45.000 toneladas de CO₂. Endesa Chile consiguió emitir sus primeros bonos de carbono por la operación del Parque Eólico Canela I, luego que la Oficina de Cambio Climático de las Naciones Unidas (UNFCCC), anunciara la aprobación de las reducciones de emisiones certificadas (Certified Emissions Reductions, CER) obtenidas por el parque eólico entre 2009-2011, por un total equivalente de 44.919 toneladas de CO₂.



ABRIL

Endesa Chile invertirá US\$661 millones en la construcción de la central Los Cóndores

Endesa Chile puso en marcha las primeras acciones para iniciar la construcción de la central hidroeléctrica de pasada Los Cóndores (150 MW), en la Región del Maule, activando una serie de trabajos en materia ambiental y de adecuación de los terrenos en la zona cordillerana de la comuna de San Clemente, necesarios para la instalación de los campamentos y equipos de construcción de las obras.

Endesa Chile coloca bono internacional por US\$400 millones

La compañía fijó el precio de una oferta pública por un bono en el mercado internacional, colocándose un total de US\$400 millones, a una tasa carátula de 4,25% y con fecha de amortización bullet en 2024. El bono no es garantizado y está clasificado de la misma manera que todas las deudas no subordinadas ni garantizadas de Endesa Chile tanto al día de hoy como a futuro.

MAYO

Endesa Chile acuerda solución para el sector agrícola del Laja

Con el objetivo de dar una solución a la preocupación del sector agrícola, producto de las bajas cotas que presenta el Embalse del Lago Laja, debido a la extensa sequía que afecta al país, Endesa Chile estableció un acuerdo con la Dirección de Obras Hidráulicas (DOH) para restringir, a partir de fines de mayo, la operación de su central hidroeléctrica El Toro (450 MW) y asegurar el abastecimiento para la temporada 2015.

JUNIO

Endesa Chile instalará solución tecnológica integrada para reducir emisiones de NO_x en Bocamina I

Se trata de una solución tecnológica integrada, suministrada por Inerco, para la reducción de emisiones de NO_x (óxidos de nitrógeno) en Bocamina I (128 MW), proyecto que tendrá una inversión de US\$14 millones. El proyecto tiene como alcance principal la reducción de emisiones de NO_x con el objetivo de cumplir la normativa para emisión de termoeléctricas.

JULIO

Clasificación de Riesgo Feller Rate ratificó la clasificación "AA / Estable" de Endesa Chile.



AGOSTO

Mutual de Seguridad reconoce a centrales hidráulicas del sur

El compromiso con la Seguridad y Salud Laboral de sus trabajadores es un pilar fundamental para Endesa Chile. Alineado con esa estrategia, las Centrales Hidráulicas del Laja y de Biobío recibieron un reconocimiento de la Mutual de Seguridad por su excelencia en la materia, al totalizar la marca de 10 años y 233 días sin accidentes con tiempo perdido.

Clasificación de Riesgo.

Fitch Ratings ratificó en "BBB+" el rating internacional para Endesa Chile, con perspectivas estables.

OCTUBRE

Valter Moro es designado como nuevo gerente general de Endesa Chile

En la sesión de Directorio de Endesa Chile celebrada el 27 de octubre se aceptó la renuncia de Joaquín Galindo al cargo de gerente general de la compañía, acordando designar en su reemplazo a Valter Moro a partir del primero de noviembre. Valter Moro asumió el liderazgo de la firma como encargado de administrar las operaciones de generación de Endesa Chile, y de maximizar la eficiencia operacional y de mantenimiento.

NOVIEMBRE

Enrico Viale asume como presidente de Endesa Chile

El Directorio, en sesión extraordinaria del 4 de noviembre, aprobó la designación de Enrico Viale como nuevo presidente de la sociedad, en reemplazo de Jorge Rosenblut, quien pasó a desempeñarse como presidente de la matriz Enersis. El Directorio, asimismo, tomó conocimiento de las renuncias de los directores Paolo Bondi y Manuel Morán Casero, quienes fueron reemplazados por Ignacio Mateo Montoya y Vittorio Vagliasindi, respectivamente. Por otra parte, se designó en reemplazo del director Vittorio Corbo Lioi, quien había presentado anteriormente su renuncia, a Isabel Marshall Lagarrigue. En la misma sesión, el Directorio nombró como directora a Susana Carey Claro, en reemplazo de Jaime Bauzá Bauzá.

Endesa Chile firma acuerdo para el desarrollo social de Coronel

La compañía y representantes de diferentes entidades de la zona en la que se ubica Bocamina II, entre ellas, los sindicatos de pescadores y recolectoras de algas, la Municipalidad de Coronel y el gobierno regional, firmaron un acuerdo para el desarrollo local, iniciativa que marca el comienzo de la implementación de un programa de valor compartido en la comuna.



DICIEMBRE

Clasificación de Riesgo
S&P ratificó la clasificación internacional en moneda local e internacional de Endesa Chile de BBB+ con outlook estable.

Primera generadora del país en obtener sello de Eficiencia Energética

El Complejo a Gas Natural San Isidro, ubicado en la Región de Valparaíso, se convirtió en la primera central del país en obtener el Sello de Eficiencia Energética, reconocimiento otorgado por el Ministerio de Energía. El Sello tiene por objetivo distinguir a las empresas que se han destacado en la aplicación de la eficiencia energética en sus procesos.

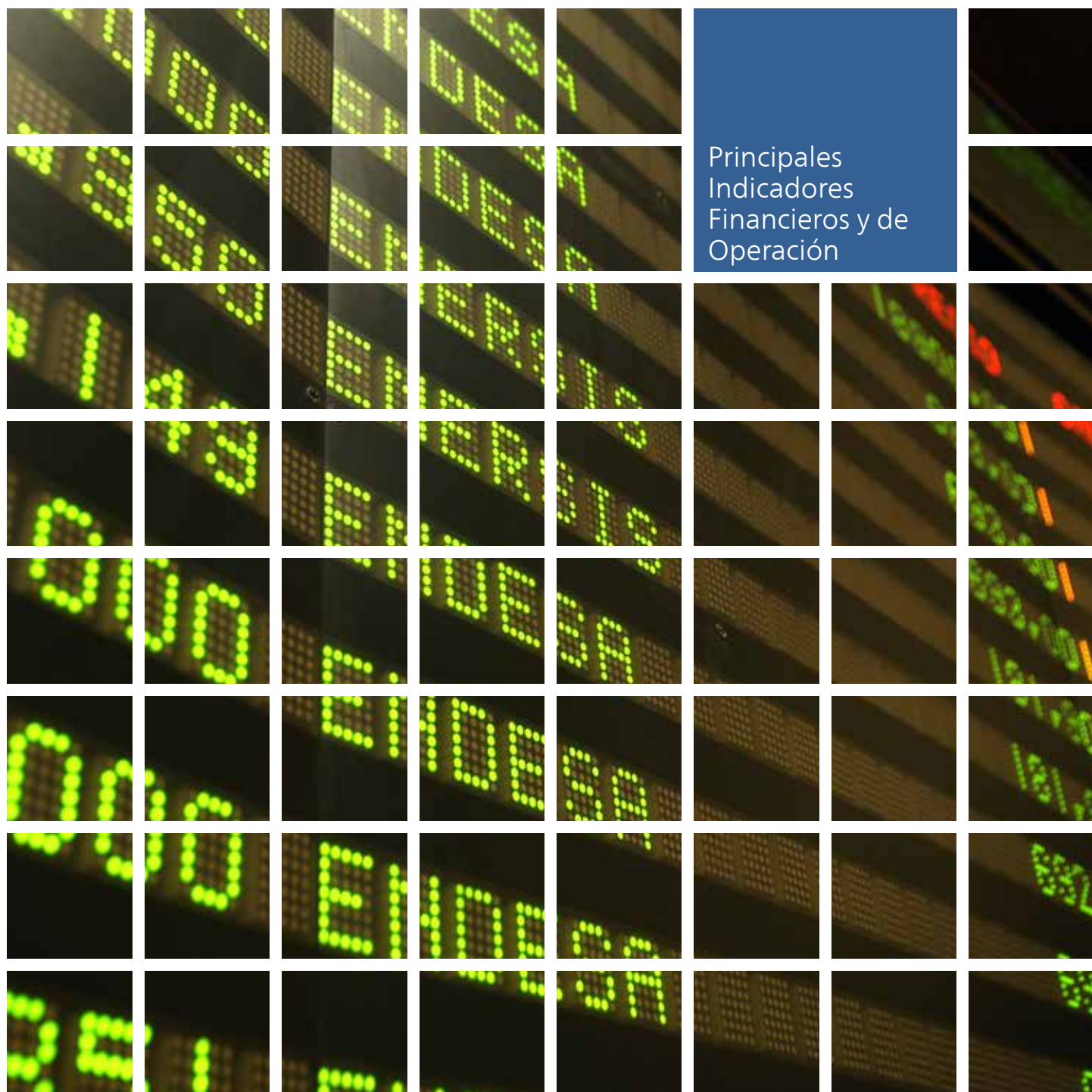
Endesa Chile presenta a comunidad de Coronel mejoras ambientales para Bocamina II

Cerca de 200 personas de Coronel, participaron en la jornada de Participación Ciudadana adicional que programó el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región del Biobío. El objetivo de la instancia fue conocer de primera fuente las mejoras ambientales que propone Endesa Chile para su central Bocamina II.

Con firma de protocolo finaliza Consulta Indígena de comunidades de Cayumapu por proyecto de transmisión en Neltume

El proceso de Consulta Indígena, que lideró el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos con las comunidades Inahuincul, Rayen Huincul, Trullun Mapu, Peñihuen, Juan Catrigan y Trigue Cui-Cui, las que pertenecen al área de Cayumapu, en la comuna de Panguipulli, finalizó con la firma de un Protocolo de Acuerdo entre las comunidades, la autoridad ambiental y Endesa Chile. La consulta se enmarca en el proceso de evaluación ambiental del proyecto Línea de Alta Tensión S/E Neltume-Pullinque.

Clasificación de Riesgo
Moody's emitió su informe anual de clasificación para Endesa Chile confirmado su rating en "Baa2". Las perspectivas se mantuvieron en categoría "Estables".



	Al 31 de diciembre de cada año (cifras en millones de pesos nominales)				
	2010 ⁽¹⁾	2011 ⁽¹⁾	2012 ⁽¹⁾	2013 ⁽¹⁾	2014 ⁽⁴⁾
Activo total	6.034.872	6.562.013	6.453.231	6.762.125	7.237.672
Pasivo total	2.930.045	3.120.873	3.018.738	3.174.311	3.713.785
Ingresos de explotación	2.435.382	2.404.490	2.320.385	2.027.432	2.446.534
Ebitda	1.070.438	973.890	808.101	978.994	1.094.981
Resultado neto ⁽²⁾	533.556	446.874	234.335	353.927	334.557
Índice de liquidez	0,83	1,02	0,73	0,78	0,75
Coficiente de endeudamiento ⁽³⁾	0,94	0,91	0,88	0,88	1,05

- (1) A partir de 2009, los Estados Financieros han sido confeccionados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, presentándose también los estados financieros de 2008 bajo la nueva norma contable. Producto de este cambio en las normas contables, las sociedades de control conjunto en las cuales Endesa Chile tiene participación, pasó a consolidarse en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social, por tanto a partir de 2008 se incluye el porcentaje de la potencia, de la generación, de las ventas de energía y de la dotación de personal de estas sociedades.
- (2) A partir de 2008, corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.
- (3) Pasivo total/patrimonio más interés minoritario.
- (4) Cifras incluyen consolidación de GasAtacama desde Mayo de 2014.

	Al 31 de diciembre de cada año				
	2010	2011	2012	2013	2014
ARGENTINA					
Número de trabajadores	404	415	501	506	563
Número de unidades generadoras	20	20	20	20	20
Capacidad instalada (MW)	3.652	3.652	3.652	3.652	3.652
Energía eléctrica generada (GWh)	10.940	10.801	11.207	10.840	9.604
Ventas de energía (GWh)	11.378	11.381	11.852	12.354	10.442
CHILE ⁽¹⁾					
Número de trabajadores	1.151	1.155	1.177	1.061	1.261
Número de unidades generadoras	107	107	108	105	111
Capacidad instalada (MW)	5.611	5.611	5.571	5.571	6.351
Energía eléctrica generada (GWh)	20.914	20.722	19.194	19.439	18.063
Ventas de energía (GWh)	21.847	22.070	20.878	20.406	21.157
COLOMBIA					
Número de trabajadores	444	498	517	563	589
Número de unidades generadoras	30	30	30	25	32
Capacidad instalada (MW)	2.914	2.914	2.914	2.925	3.059
Energía eléctrica generada (GWh)	11.283	12.090	13.251	12.748	13.559
Ventas de energía (GWh)	14.817	15.112	16.304	16.090	15.773
PERÚ					
Número de trabajadores	228	230	236	238	268
Número de unidades generadoras	25	25	25	25	25
Capacidad instalada (MW)	1.668	1.668	1.657	1.540	1.652
Energía eléctrica generada (GWh)	8.466	9.153	8.570	8.391	8.609
Ventas de energía (GWh)	8.598	9.450	9.587	8.904	9.320
TOTAL					
Número de trabajadores	2.213	2.241	2.355	2.281	2.681
Número de unidades generadoras	182	182	183	178	188
Capacidad instalada (MW)	13.845	13.845	13.794	13.688	14.715
Energía eléctrica generada (GWh)	51.603	52.766	52.222	54.418	49.839
Ventas de energía (GWh)	56.640	58.013	58.621	57.754	56.692

- (1) Cifras incluyen consolidación de Gas Atacama desde mayo de 2014.



Identificación de la compañía

Nombre o razón social	Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa o Endesa Chile)
Domicilio	Santiago de Chile, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Rut	91.081.000-6
Dirección	Santa Rosa N° 76, Santiago, Chile
Código Postal	833-0099 SANTIAGO
Teléfono	(56) 22630 9000
Casilla	1392, Santiago
Inscripción Registro de Valores	N° 114
Auditores externos	KPMG Auditores Consultores Ltda.
Capital suscrito y pagado (M\$)	1.331.714.085
Sitio Web	www.endesa.cl
Correo electrónico	comunicacion@endesa.cl
Teléfono relación con inversionistas	(56) 22353 4682
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENDESA
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	EOC
Nemotécnico en Bolsa de Madrid	XEOC
Banco custodio programa ADR's	Banco Santander Chile
Banco depositario programa ADR's	CitiBank, N.A:
Banco custodio Latibex	Banco Santander, S.A.
Entidad de enlace Latibex	Banco Santander, S.A.
Clasificadores de riesgo nacionales	Feller Rate, Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada
Clasificadores de riesgo internacionales	Fitch Ratings, Moody's y Standard & Poor's

Documentos Constitutivos

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

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

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

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

Los estatutos de la sociedad han experimentado numerosas modificaciones, entre las que cabe destacar la de 1980, que eliminó de sus objetivos la realización del Plan de Electrificación del país, responsabilidad que la Ley asignó a la Comisión Nacional de Energía; la de 1982, que adecuó sus estatutos a la Ley N°18.046, Ley de Sociedades Anónimas; la de 1987, que adaptó sus estatutos a las normas del Decreto Ley N°3.500 de 1980, permitiendo así, que recursos administrados por las Administradoras de Fondos de Pensiones (AFP) pudieran ser invertidos en títulos emitidos por la empresa; y la de 1988, que amplió el objeto social incluyendo en él la prestación de servicios de consultoría.

Debe mencionarse, al mismo tiempo, la modificación de 1992, que amplió el objeto social, permitiendo a la compañía realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en el que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar, para ello, directamente o a través de sociedades filiales o coligadas, tanto en el país como en el extranjero. También se cuenta la modificación de 1994, que incorporó a sus estatutos el nombre de fantasía “Endesa” y elevó su capital con el fin de que parte de ese aumento fuera colocado en los mercados internacionales, a través del mecanismo de los ADR, y que adaptó sus estatutos a las nuevas normas introducidas por la Ley N°19.301 al Decreto Ley N°3.500, de 1980, lo que permitió -entre otras adecuaciones- incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria a 26%; la de 1995, que modificó el sistema de arbitraje, permitiendo que las dificultades entre los accionistas o entre estos y la sociedad o sus administradores se resolvieran alternativamente por arbitraje o a través de la justicia ordinaria; la de 1999, que permitió incrementar el porcentaje máximo de concentración accionaria al 65% del capital con derecho a voto de la sociedad; la de 2005, que modificó los estatutos sociales en el sentido de incorporar como nombre de fantasía de la compañía el de “Endesa Chile”, adicional al de Endesa; la de 2006, por la que se incorporó a los estatutos sociales un nuevo título, denominado “Comité de Directores y Comité de Auditoría”, con el fin de consagrar estatutariamente una serie de normas relativas, tanto al Comité de Directores a que se refiere la Ley N°18.046, como al Comité de Auditoría que creó el Directorio de la sociedad, en cumplimiento de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América, a cuya sujeción está sometida la empresa por tener registrados ADR y bonos en dicho mercado; la de 2007, por la que se modificaron los artículos 5° permanente y 1° transitorio de los estatutos sociales, para reflejar el actual capital de la sociedad y la forma en que éste ha sido suscrito y pagado; la de 2008, por la que se modifican los incisos 3° y 4° del artículo 44, adecuándolos al artículo 75 de la Ley de Sociedades Anónimas, a fin de reemplazar tanto la obligación del Directorio de enviar una copia del balance y memoria de la sociedad, en una fecha no posterior a la del primer aviso de citación a Junta Ordinaria de Accionistas, a cada uno de los accionistas inscritos en el respectivo registro, como la obligación de enviarles una copia del balance y del estado de ganancias y pérdidas cuando éstos fueren modificados por la Junta, dentro de los 15 días siguientes, por la obligación, en ambos casos, de poner a disposición de dichos accionistas los referidos documentos, en las mismas oportunidades señaladas; y la de 2010, por la que se modificaron: (a) diversos artículos de los estatutos para adecuar algunos a la Ley de Sociedades Anónimas y a la Ley de Mercado de Valores, que fueron modificadas por la Ley N°20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, y otros para adecuarlos a las disposiciones del Reglamento de Sociedades Anónimas; y (b) el Título IV de los estatutos “Comité de Directores y Comité de Auditoría”, para efectos de fusionar ambos comités, reflejando los cambios y requisitos de independencia introducidos al artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas por la precitada Ley N°20.382.

Objeto Social

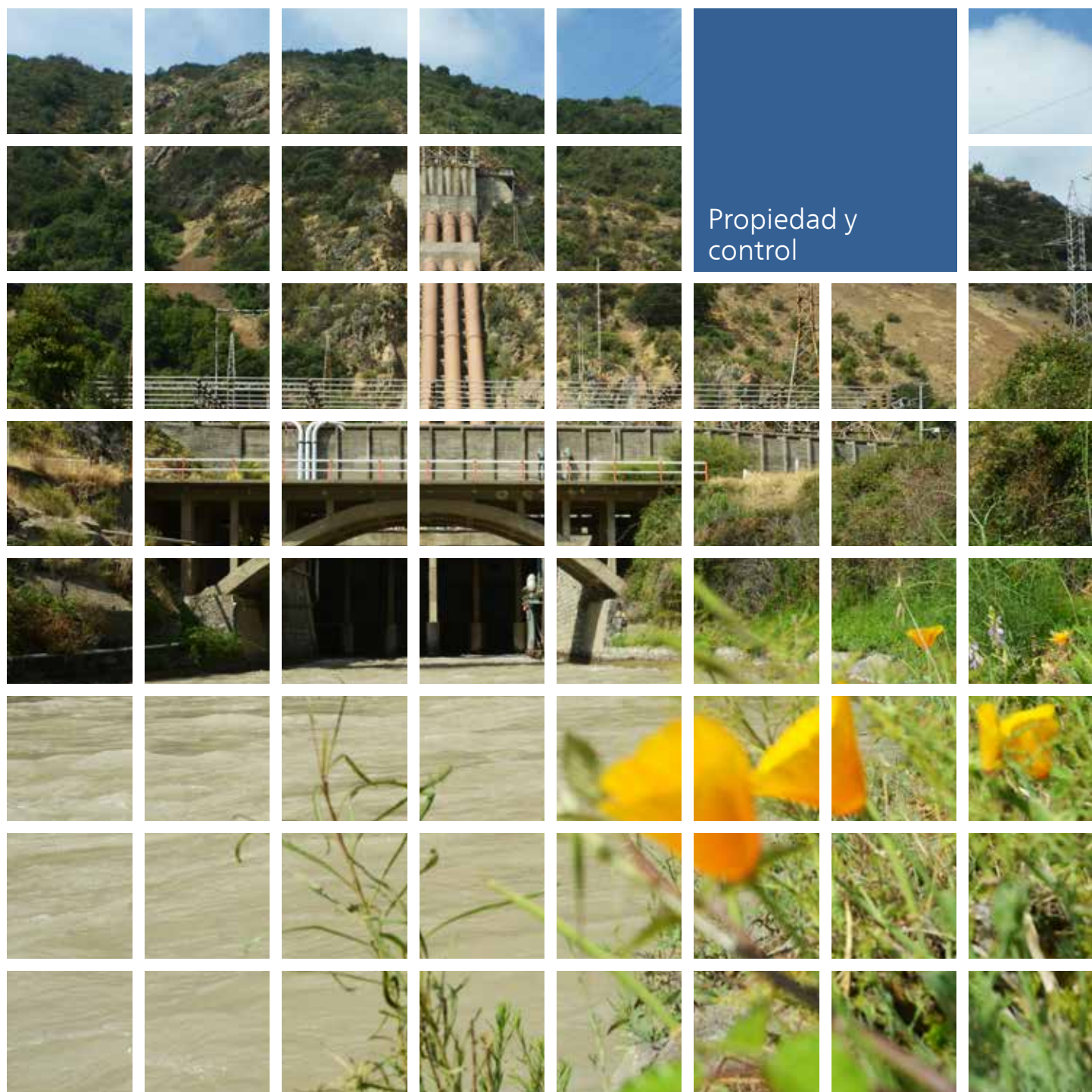


La sociedad tiene por objeto principal explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas.

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

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

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



Estructura de Propiedad

Al 31 de diciembre de 2014, el capital accionario de la sociedad ascendía a 8.201.754.580 acciones suscritas y pagadas, distribuidas en 16.585 accionistas.

Accionistas	Número de Acciones	Participación
Enersis S.A.	4.919.488.794	59,98%
Administradoras de Fondos de Pensiones	1.256.975.700	15,32%
Otros	549.386.037	6,70%
Corredores de Bolsa, Compañías de Seguros y Fondos Mutuos	459.820.587	5,61%
Fondos de Inversión Extranjeros	416.577.728	5,08%
Banco de Chile por cta. de terceros	334.625.984	4,08%
ADR'S (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la SVS)	264.879.750	3,23%
TOTAL	8.201.754.580	100%

Identificación de los Controladores

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

Cabe mencionar que, durante 2014, no hubo transacciones de accionistas mayoritarios de la compañía.

Nómina de los Doce Mayores Accionistas de la Compañía

Nombre	Rut	Cantidad de Acciones	% Participación
Enersis S.A. (1)	94,271,000-3	4,919,488,794	59,98%
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	97,004,000-5	334,625,984	4,08%
Citibank N.A. según circular N°1.375 SVS	59,135,290-3	264,879,750	3,23%
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	76,645,030-K	239,164,021	2,92%
AFP Provida S.A. para Fondo Pensión C	98,000,400-7	205,569,762	2,51%
AFP Habitat S.A. para Fondo Pensión C	98,000,100-8	171,450,290	2,09%
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	97,036,000-K	161,639,195	1,97%
AFP Capital S.A. Fondo Pensión C	98,000,000-1	133,143,879	1,62%
AFP Cuprum S.A. Fondo Pensión C	98,001,000-7	118,026,489	1,44%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96,571,220-8	85,375,399	1,04%
AFP Habitat S.A. Fondo Pensión B	98,000,100-8	76,030,812	0,93%
AFP Provida S.A. Fondo Pensión B	98,000,400-7	71,040,497	0,87%
SUBTOTAL		6.780.434.872	82,67%
Otros		1.421.319.708	17,33%
TOTAL		8.201.754.580	100%

(1) Enersis S.A. es controlada directamente por ENEL S.P.A., con un 60,62% de la propiedad.

Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad

Los cambios de mayor importancia que se produjeron en la propiedad de Endesa Chile, entre 2013 y 2014, se indican a continuación:

Nombre	Rut	N° de Acciones al 31/12/2013	N° de Acciones al 31/12/2014	Variación Número de Acciones
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	97.004.000-5	281.039.471	334.625.984	53.586.513
Citibank N.A., según circular N°1.375 SVS	59.135.290-3	286.201.590	264.879.750	-21.321.840
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	76.645.030-K	217.177.303	239.164.021	21.986.718
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	97.036.000-K	140.248.100	161.639.195	21.391.095
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	96.571.220-8	98.033.047	85.375.399	-12.657.648
BTG Pactual Chile S.A. Corredores de Bolsa	84.177.300-4	70.776.663	56.583.486	-14.193.177
Larrain Vial S.A. Corredora de Bolsa	80.537.000-9	44.948.958	34.097.530	-10.851.428
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	90.249.000-0	10.752.336	27.561.906	16.809.570
Banco Santander-HSBC Bank PLC London Client Account	97.036.000-K	7.218.213	17.317.083	10.098.870
Transacciones e Inversiones Arizona Limitada	76.806.870-4	25.962.817	13.194.033	-12.768.784
Penta Corredores de Bolsa S.A.	99.555.580-8	17.665.721	7.469.892	-10.195.829
Bolsa Electrónica de Chile Bolsa de Valores	96.551.730-8	24.885.602	5.820.462	-19.065.140

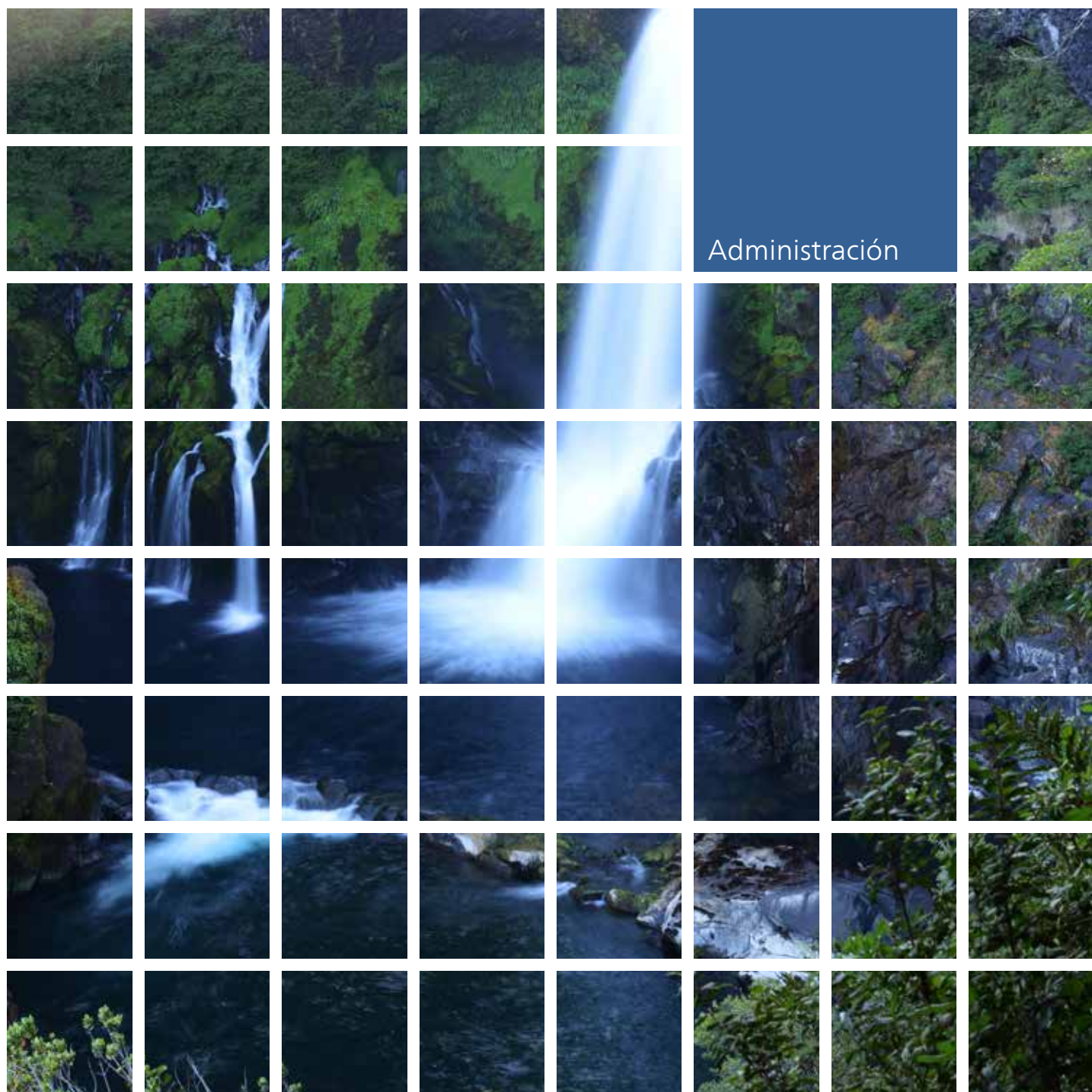
Transacciones Bursátiles Efectuadas por Personas Relacionadas

Durante 2014, no hubo transacciones de acciones realizadas por directores y ejecutivos principales.



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

En la compañía, no se recibieron comentarios respecto de la marcha de los negocios sociales realizados entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2014, por parte de accionistas mayoritarios o de grupos de accionistas, que sumen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de acuerdo con las disposiciones que establece el artículo 74 de la Ley N°18.046 y los artículos 82 y 83 del Reglamento de la Ley sobre Sociedades, ni del Comité de Directores, sin perjuicio de lo indicado en el Informe del referido comité y que consta en el presente informe.



Directorio

1. PRESIDENTE

Enrico Viale

Ingeniero Civil Hidráulico
Universidad de Santa Clara, California
Pasaporte: YA5599835
A partir de 04.11.2014

2. VICEPRESIDENTE

Ignacio Mateo Montoya

Ingeniero en Minas, Especialista en Energía y Combustibles
Universidad Politécnica de Madrid
Máster en Energía y Medio Ambiente
Universidad Politécnica de Madrid
Máster en Administración de Negocios
Escuela de Negocios IESE
Pasaporte: 50830706Q
A partir de 04.11.2014

3. DIRECTORA

Isabel Marshall Lagarrigue

Licenciada en Sociología y Economía
Universidad Católica de Chile
Máster en Economía
Pontificia Universidad Católica de Chile
Máster en Administración Pública y PHD en Economía y Gobierno
Universidad de Harvard
Rut: 5.664.265-K
A partir de 04.11.2014

4. DIRECTOR

Vittorio Vagliasindi

Ingeniero Nuclear
Universidad La Sapienza, Italia
Cedula de Identidad: AS 22792321
A partir de 04.11.2014

5. DIRECTOR

Felipe Lamarca Claro

Ingeniero Comercial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 4.779.125-1
A partir de 26.04.2012

6. DIRECTORA

Susana Carey Claro

Ingeniera Comercial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 6.283.707-1
A partir de 04.11.2014

7. DIRECTOR

Enrique Cibié Bluth

Ingeniero Comercial, Contador Público y Auditor
Pontificia Universidad Católica de Chile
Máster Business and Administration
Universidad de Stanford
Rut: 6.027.149-6
A partir de 26.04.2012

8. DIRECTOR

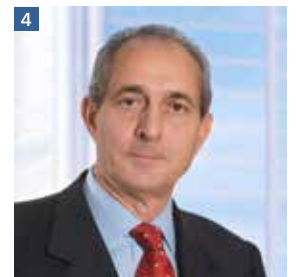
Francesco Buresti

Ingeniero Electrónico
Universidad Degli Study de Bolonia
Pasaporte: YA610409
A partir de 26.04.2012

9. DIRECTOR

Alfredo Arahuetes García

Licenciado en Derecho
Universidad de Deusto
Doctorado en Ciencias Económicas y Empresariales (ICADE)
Universidad Pontificia de Comillas
Rut: 48.115.220-8
A partir de 26.04.2012



Endesa Chile es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, elegidos en la Junta de Accionistas. Los directores se desempeñan por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. Producto de renuncias ocurridas en el curso de 2014, el Directorio está conformado por los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Isabel Marshall Lagarrigue, Susana Carey Claro, Vittorio Vagliasindi, Felipe Lamarca Claro, Enrique Cibié Bluth, Francesco Buresti y Alfredo Arahuetes García.

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



Remuneración

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

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante 2014 fue de \$406 millones y se detalla en la siguiente tabla:

Remuneraciones del Directorio percibidas en 2014 (miles de pesos)						
Nombre del Director	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Variable	Comité de Directores	Total
Viale Enrico ⁽²⁾ (³)	Presidente	-	-	-	-	-
Montoya Ignacio Mateo ⁽²⁾ (³)	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Marshall Lagarrigue Isabel ⁽²⁾	Director	4.634	4.852	-	-	9.486
Vagliasindi Vittorio ⁽²⁾ (³)	Director	-	-	-	-	-
Buresti Francesco	Director	-	-	-	-	-
Arahuetes García Alfredo	Director	29.088	26.882	-	-	55.970
Lamarca Claro Felipe	Director	29.089	25.294	-	17.321	71.704
Carey Claro Susana ⁽²⁾	Director	4.634	4.852	-	4.121	13.607
Cibíé Bluth Enrique	Director	29.088	26.882	-	17.321	73.291
Rosenblut Jorge ⁽¹⁾	Presidente	48.907	44.060	-	-	92.967
Bondi Paolo ⁽¹⁾ (³)	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Corbo Lioi Vitorio ⁽¹⁾	Director	16.794	15.652	-	-	32.446
Bauzá Bauzá Jaime ⁽¹⁾	Director	26.583	15.652	-	14.624	56.859
Moran Casero Manuel ⁽¹⁾ (³)	Director	-	-	-	-	-
TOTAL		188.817	164.126	-	53.387	406.330

- (1) Los señores Jorge Rosenblut, Paolo Bondi, Jaime Bauza y Manuel Moran, desempeñaron sus cargos en el Directorio Endesa Chile hasta noviembre de 2014, el Sr. Vitorio Corbo hasta julio de 2014.
- (2) Los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Isabel Marshall, Susana Carey Claro y Vittorio Vagliasindi asumen sus cargos en el Directorio Endesa Chile en noviembre de 2014.
- (3) Los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya, Vittorio Vagliasindi, Paolo Bondi y Manuel Moran, renunciaron al pago de compensación por sus posiciones actuales como directivos de la compañía.

Remuneraciones del Directorio percibidas en 2013 (miles de pesos)						
Nombre del Director	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Variable	Comité de Directores	Total
Jorge Rosenblut	Presidente	55.732	42.465	-	-	98.197
Paolo Bondi ⁽²⁾	Vicepresidente	-	-	-	-	-
Francesco Buresti ⁽²⁾	Director	-	-	-	-	-
Vittorio Corbo	Director	27.866	21.233	-	-	49.099
Jaime Bauzá Bauzá	Director	27.866	21.233	-	15.451	64.550
Felipe Lamarca Claro	Director	27.866	21.233	-	15.451	64.550
Alfredo Arahuetes García	Director	27.866	21.233	-	-	49.099
Enrique Cibíé Bluth	Director	27.866	21.233	-	15.451	64.550
Manuel Morán Casero ⁽²⁾		-	-	-	-	-
TOTAL		195.062	148.630	-	46.353	390.045

- (1) Todo el Directorio fue designado en Junta Ordinaria de fecha 26 de abril de 2012.
- (2) Los directores Paolo Bondi, Francesco Buresti y Manuel Morán han renunciado a recibir dieta por el desempeño de su cargo como director de Endesa Chile.

Planes de Incentivo

La compañía no contempla planes de incentivo para los directores.

Gastos en Asesoría

Durante 2014, el Directorio no realizó gastos adicionales en asesorías externas.



Comité de Directores

En sesión extraordinaria de fecha 30 de mayo de 2012, el Directorio de Endesa Chile procedió a elegir como miembros del Comité de Directores de la sociedad, a los señores Felipe Lamarca Claro, Jaime Bauzá Bauzá y Enrique Cibié Bluth. El señor Felipe Lamarca Claro fue elegido como Presidente del Comité y el señor Enrique Cibié Bluth, para los efectos de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América, como Experto Financiero de dicho Comité. El Directorio de Endesa Chile, en sesión extraordinaria de fecha 4 de noviembre de 2014, designó a doña Susana Carey Claro como integrante del Comité de Directores en reemplazo de don Jaime Bauzá Bauzá, quien dejó de ser director de la compañía. Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad a lo dispuesto en la Ley de Sociedades Anónimas.

Informe del Comité de Directores

En cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, modificado por la Ley N°20.382, publicada en el Diario Oficial con fecha 20 de octubre de 2009, se presenta en el siguiente Informe las actividades que ha desarrollado el Comité de Directores, su gestión anual y los gastos incurridos en el ejercicio 2014.

Conformación del Comité. En la sesión extraordinaria de Directorio de Endesa Chile, de fecha 30 de mayo de 2012, se eligió como integrantes del Comité de Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. a los señores Felipe Lamarca Claro, Jaime Bauzá Bauzá y Enrique Cibié Bluth. El director señor Felipe Lamarca Claro fue elegido como Presidente del Comité y el señor Enrique Cibié Bluth como Experto Financiero del mismo, para los efectos de la Ley Sarbanes Oxley de los Estados Unidos de América. En la Sesión Extraordinaria del Directorio, celebrada el 4 de noviembre de 2014, se designó por cooptación como Directora y como nueva integrante del Comité de Directores, a doña Susana Carey Claro, en calidad de independiente del controlador, en reemplazo de don Jaime Bauzá Bauzá. Todos los integrantes del Comité de Directores son directores independientes de conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas.

Durante el ejercicio 2014, el Comité de Directores sesionó en 21 oportunidades, procediendo a examinar las operaciones y contratos de la compañía con empresas relacionadas y, en general, a pronunciarse acerca de las materias a que se refiere el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, informando sobre sus acuerdos al Directorio de la compañía. Adicionalmente, el Comité de Directores propuso los clasificadores privados de riesgo de la Compañía y se pronunció, cuando fue requerido, respecto de los servicios de los auditores externos distintos de los servicios regulares de auditoría y las denuncias derivadas del Canal Ético de la compañía.

El Comité de Directores acordó proponer al Directorio y a la Junta Ordinaria de Accionistas la designación de KPMG Auditores Consultores Limitada como auditores externos de la compañía, como primera opción, en cumplimiento a lo dispuesto en el Oficio Circular N°718 de la Superintendencia de Valores y Seguros. Asimismo el Comité aprobó el presupuesto para los honorarios de los auditores externos para el ejercicio 2014, y aprobó los honorarios por los servicios verificados en 2013.

En la sesión de agosto, el Comité tomó conocimiento del sistema de remuneraciones y planes de compensaciones de los trabajadores de Endesa Chile.

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

Al Comité de Directores le tocó pronunciarse también respecto del documento 20-F y autorizar la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de Estados Unidos, lo que ocurrió en la sesión extraordinaria celebrada con fecha 26 de marzo de 2014.

En el ejercicio 2014, el Comité de Directores analizó e informó favorablemente al Directorio las condiciones de mercado de las siguientes operaciones entre partes relacionadas:



- a. Cesión de Endesa Chile a Celta del "Contrato de compraventa de energía eléctrica y opción de compra de atributos verdes asociado al Proyecto Eólico Valle de los Vientos" con Enel Green Power Chile Ltda.
- b. Préstamo estructurado de Enersis a Endesa Chile.
- c. Contratos intercompañías para la prestación de servicios laborales, de comunicaciones, servicios globales y de patrimonio.
- d. Cesión parcial de contratos de traspaso de excedentes de Energía Renovable No Convencional a Pehuenche y Celta.
- e. Operaciones financieras con Gasatacama, relacionadas con el manejo centralizado de caja (contratos de cuenta corriente mercantiles).
- f. Contratación de los servicios de la empresa consultora CESI relativos al funcionamiento de la Central Térmica Bocamina.
- g. Ampliación contrato ENDapo270 con Endesa Generación por servicios de ingeniería de apoyo para el Proyecto Bocamina II y Proyecto Normas de Emisiones.
- h. Prórroga de servicios de ingeniería con Enel para Bocamina II.
- i. Compra de 80 millones metros cúbicos de GNL para centrales de ciclo combinado con Endesa Energía S.A. u otro proveedor.
- j. Préstamo intercompañía otorgado a Endesa Chile por su matriz Enersis.
- k. Compraventa de energía por 750 GWh a Enel Green Power Chile Ltda.
- l. Renovación de seguro de todo riesgo y responsabilidad civil con Enersis.
- m. Contratación Endesa Generación posición corta barriles de Brent para febrero y marzo 2014.
- n. Contratación con Endesa Generación posición corta barriles de Brent y gas Henry Hub periodo Abril-Junio 2014 para Brent y gas.
- o. Contratación Endesa Generación posición corta barriles de Brent para mayo y junio de 2014, y actualización de convenio ISDA.
- p. Contratación con Endesa Generación posición corta barriles de Brent y gas Henry Hub para julio y agosto 2014.
- q. Contratación con Endesa Generación posición corta barriles de Brent y gas Henry Hub para agosto y septiembre 2014.
- r. Contratación de Endesa Generación para la posición corta de Gas Henry Hub para octubre de 2014.
- s. Contratación de Endesa Generación para la posición corta en Barriles de Brent para octubre 2014 y Gas Henry Hub para noviembre 2014.



- t. Contratación de Endesa Generación la posición corta de Barriles de Brent para noviembre 2014 y Gas Henry Hub para diciembre 2014.
- u. Contratación de Endesa Generación para la posición corta en Barriles de Brent para diciembre de 2014 y Gas Henry Hub para enero de 2015.
- v. Contratación con Endesa Generación posición corta en barriles brent para enero 2015 y posición larga en gas Henry Hub para febrero 2015.
- w. Compraventa de energía a Enel Green Power Chile Ltda hasta 1 TWh/año.
- x. Acuerdo Endesa Chile con Enel Green Power por el uso de la línea de transmisión Diego de Almagro-Paposo.
- y. Contratos con empresas filiales en Perú relativos a diferentes proyectos de ingeniería, con Edegel; EEPsA y Compañía Energética Veracruz.
- z. Adquisición de proyecto Eólico Renaico a Celta y su posterior venta y traspaso a EGP, sujeto a condiciones.
- aa. Acuerdo Marco entre Endesa Chile y Enel Green Power para energías renovables no convencionales en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

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



Gastos del Comité de Directores

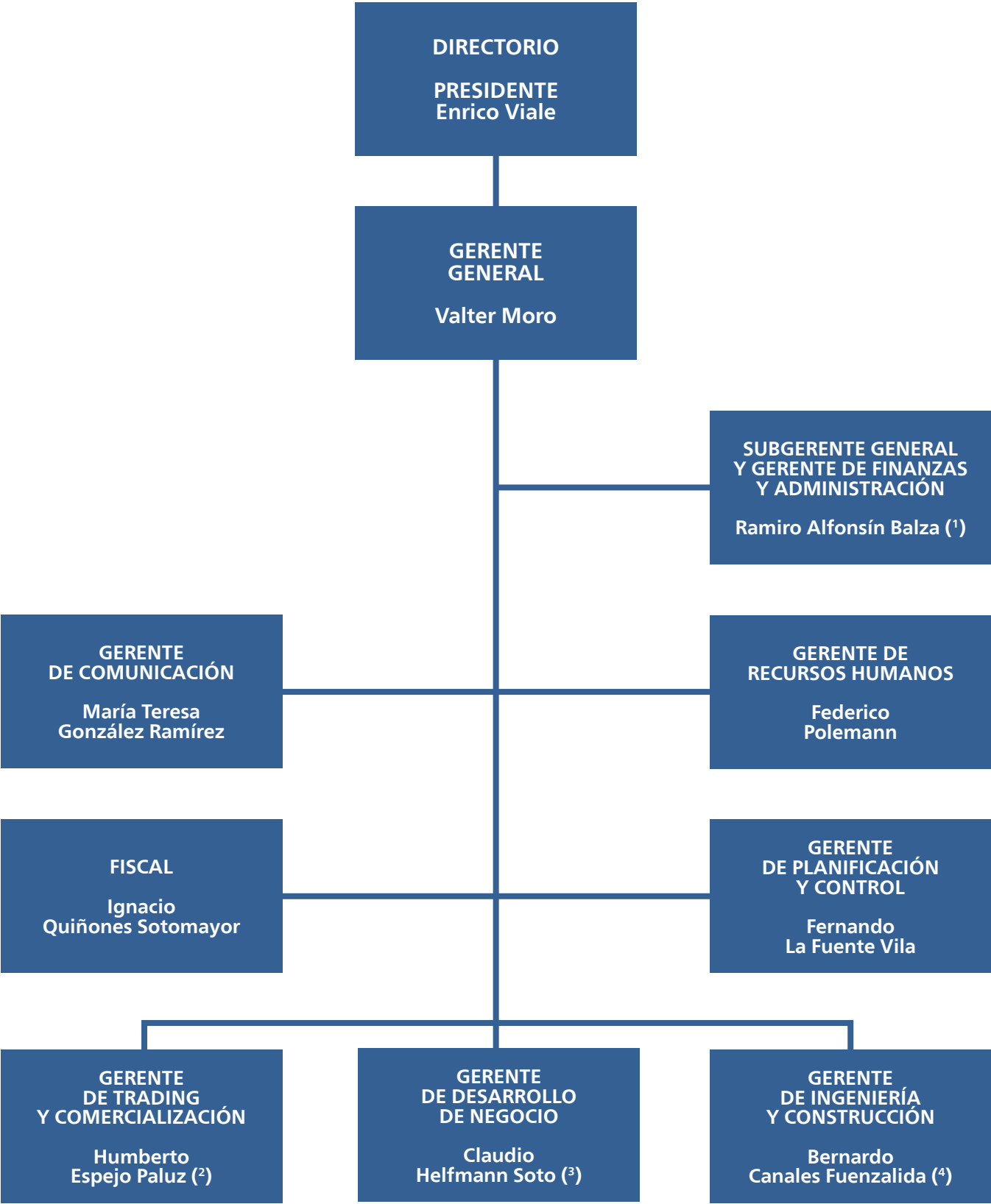


La Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile, celebrada con fecha 22 de abril de 2014, adoptó el siguiente acuerdo respecto de la remuneración y presupuesto del Comité de Directores: Fijar una remuneración por asistencia a sesión de 56 Unidades de Fomento, con un límite de 12 sesiones remuneradas al año; y un presupuesto anual de gastos de 6.000 Unidades de Fomento.

Durante el ejercicio 2014, se procedió a remunerar a los integrantes del Comité de Directores con la cantidad total de 2.016 Unidades de Fomento.

En el ejercicio 2014, el Comité de Directores hizo uso del presupuesto anual de gastos fijado por la Junta Ordinaria de Accionistas por la suma de UF 1.195 en asesoría legal prestada por el estudio jurídico Morales y Besa.

Estructura Organizacional



NOTA:

(1) Fue designado por el Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2015, en reemplazo de Fernando Gardeweg Ried.

(2) Fue designado por el Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2015, en reemplazo de José Venegas Maluenda.

(3) Fue designado por el Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2015.

(4) Fue designado por el Directorio en sesión celebrada el día 26 de febrero de 2015.

Principales Ejecutivos



1. GERENTE GENERAL

Valter Moro

Ingeniero Mecánico
Universidad Politécnica de Marche
PHD en Ingeniería Eléctrica
Universidad Politécnica de Marche
Rut: 24.789.926-K
Nota: Valter Moro asumió a partir del 1 de noviembre de 2014 en reemplazo de Joaquín Galindo.

2. SUBGERENTE GENERAL Y GERENTE DE FINANZAS Y ADMINISTRACIÓN

Ramiro Alfonsín Balza

Licenciado en Administración de Empresas
Pontificia Universidad Católica de Argentina
Rut: 22.357.225-1
Nota: Ramiro Alfonsín asumió a partir del 26 de febrero de 2014 la Gerencia de Finanzas y Administración en reemplazo de Fernando Gardeweg.

3. GERENTE DE COMUNICACIÓN

María Teresa González Ramírez

Periodista
Universidad de Concepción
Magíster en Comunicación Estratégica
Universidad del Pacífico
Rut: 10.603.713-2
A partir de 01.04.2014

4. GERENTE DE RECURSOS HUMANOS

Federico Polemann

Licenciado en Administración de Empresas
Universidad de Buenos Aires
Máster Planificación Estratégica Recursos Humanos
Universidad San Andrés Buenos Aires
Rut: 24.332.937-K
A partir de 24.07.2013

5. FISCAL

Ignacio Quiñones Sotomayor

Abogado
Universidad Diego Portales
Rut: 7.776.718-5
A partir 01.11.2013

6. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Fernando La Fuente Vila

Ingeniero Civil Eléctrico
Universidad de Chile
Rut: 12.403.710-7
A partir de 01.06.2013

7. GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN

Humberto Espejo Paluz

Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Magíster en Ciencias de la Ingeniería
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 11.629.179-7
A partir 26.02.2015
Nota: Humberto Espejo asumió el 26 de febrero de 2014 en reemplazo de José Venegas.

8. GERENTE DE DESARROLLO DE NEGOCIO

Claudio Helfmann Soto

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

9. GERENTE DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

Bernardo Canales Fuenzalida

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

Remuneración a los Gerentes y Principales Ejecutivos

Durante 2014, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general y ejecutivos principales de la empresa, ascendieron a \$2.145 millones de retribución fija y \$1.250 millones de retribución variable.

Durante 2013, las remuneraciones y beneficios percibidos por el gerente general, otros gerentes y principales ejecutivos de la empresa ascendieron a \$2.072 millones de retribución fija y \$1.629 millones de retribución variable.

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

Beneficios para los Gerentes y Principales Ejecutivos

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

En 2014, el monto fue de \$15 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.



Planes de Incentivo a los Gerentes y Principales Ejecutivos

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

Indemnizaciones por Años de Servicio

Respecto a indemnizaciones por años de servicio percibidas por los principales ejecutivos de la compañía, se cancelaron \$173 millones durante 2014.

Propiedad sobre Endesa Chile

Al 31 de diciembre de 2014, el registro de accionistas reflejaba que el 0,00015 % del total de acciones estaba a nombre del señor José Venegas Maluenda.

Administración de Principales Filiales

ARGENTINA

Costanera

Roberto José Fagan
Ingeniero Electricista
Universidad Nacional de la Plata
Maestría en Administración Mercado Eléctrico
Instituto Tecnológico de Buenos Aires

Hidroeléctrica El Chocón

Néstor Carlos Srebernic
Ingeniero Industrial con orientación Electrotecnia
Universidad Nacional de Comahue

CHILE

Pehuenche

Lucio Castro Márquez
Ingeniero Civil
Universidad de Chile

Compañía Eléctrica Tarapacá

Eduardo Soto Trincado
Ingeniero Civil
Universidad de Chile

Gas Atacama

Eduardo Soto Trincado
Ingeniero Civil
Universidad de Chile

COLOMBIA

Emgesa

Lucio Rubio Díaz
Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad Santiago de Compostela

PERÚ

Edegel

Francisco Javier Perez Thoden
Ingeniero Industrial
Universidad de la Escuela Técnica Superior del ICAI
Universidad Pontificia Comillas en España



Dotación de Personal

En el siguiente cuadro se indica la dotación de personal permanente y temporal de Endesa Chile y sus filiales, al 31 de diciembre de 2014:

Empresas	Gerentes y Ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Otros trabajadores	Total
ARGENTINA				
Costanera	2	457	26	485
Hidroeléctrica El Chocón	-	45	4	49
Gas Atacama Argentina	1	26	2	29
Total Dotación en Argentina	3	528	32	563
CHILE				
Endesa Chile	10	1.059	68	1.137
Pehuenche	3	-	-	3
Pangue	-	-	-	-
Celta	1	-	-	1
San Isidro	-	-	-	-
Gas Atacama	3	80	22	105
Central Eólica Canela	-	-	-	-
Endesa Eco	-	-	-	-
Túnel El Melón	1	10	4	15
Total Dotación en Chile	18	1.149	94	1.261
COLOMBIA				
Emgesa	6	568	15	589
Total Dotación en Colombia	6	568	15	589
PERÚ				
Edegel	6	246	16	268
Total Dotación en Perú	6	246	16	268
Total Dotación Endesa Chile y Filiales	33	2.491	157	2.681

Relaciones Laborales

En el transcurso de 2014 se ha continuado con el programa de reuniones periódicas con las Organizaciones Sindicales, lo que ha permitido consolidar en el tiempo un diálogo abierto, franco y sin restricciones con los representantes de los trabajadores, en beneficio de mejorar las condiciones laborales y de clima de nuestros empleados.

Formación

A partir del programa de formación 2014, que se compone de diversas fuentes de detección de necesidades de capacitación, alineado al plan estratégico del negocio, Endesa Chile estableció un itinerario formativo orientado a las necesidades del giro, que se plasmó a través de una oferta de capacitación articulada en dos grandes ejes de acción: Un Plan Transversal con temas de formación para el desarrollo y la Formación Técnica Funcional.

Hubo una especial preocupación por las temáticas de Seguridad y Salud Laboral, SSL, donde se impartieron, entre otros, cursos en las siguientes temáticas: Concienciación en SSL; Conducta y Comportamiento Preventivo; Control de los Riesgos; Gestión de la SSL; Inducción; Liderazgo en SSL y Salud en el trabajo.

En el contexto de los Diplomados cerrados, diseñados especialmente para la empresa, se inició la cuarta versión del “Diplomado de Mercados Eléctricos” en las dependencias de la Universidad del Desarrollo, con la asistencia de 14 trabajadores de Endesa Chile, el que tiene por objetivo general profundizar las características y desafíos del negocio eléctrico y contribuir en los procesos de negociación, en aspectos de contratación del suministro eléctrico, ofertas de servicios complementarios y peajes de distribución, potenciando su desempeño y posicionamiento dentro de la empresa.

Así también se dio inicio a la segunda versión del “Diplomado en Control y Gestión” en la Facultad de Economía y Negocios de la Universidad de Chile, que tiene por objetivo entregar a los participantes las herramientas básicas sobre gestión de los negocios bajo una perspectiva de control de gestión, permitiendo a los alumnos desarrollar competencias necesarias para entender la gestión de recursos empresariales, diseñando y manteniendo controles sobre los distintos procesos que definen el actuar de la organización. Este año se agregaron dos módulos “Capital Allocation”, para la priorización de inversiones y asignación de recursos y “Valoración de Inversiones”. Asistieron 11 trabajadores de la Empresa.

Se continuó la implementación del Post Performance Review, PPR, catálogo de herramienta de gestión destinada a ayudar a identificar en conjunto, entre el gestor y los trabajadores, las oportunidades de formación durante la entrevista de feedback, con ello aumentar, consolidar y/o desarrollar competencias asociadas a las conductas del Modelo de Liderazgo impulsado por la compañía. Aborda temas transversales de: Autodesarrollo, Eficacia intelectual, organizativa, relacional y directiva, así como, herramientas básicas para mejorar el rendimiento en relación al desarrollo de habilidades blandas. Se realizaron 43 cursos con un total de 312 inscripciones de trabajadores de Endesa Chile.

Además, se realizó el Programa Journey, con el objeto de desarrollar nuevas competencias culturales, que promuevan óptimos resultados en materia de gestión de personas, para obtener lo mejor de tus equipos y generar grupos de trabajo con sentido de familia. La actividad se realizó con la consultora Great Place To Work y asistieron 67 trabajadores de la compañía.

Por otra parte se realizó un Piloto de Inducción denominado Welcome to Enel, con la participación de 21 trabajadores recién ingresados, con el objeto de conocer y vivenciar la Cultura e Identidad de la Organización a través de la entrega de información y participación en dinámicas de integración. Consideró charlas respecto a la visión del Negocio Generación y Distribución, Salud y Seguridad Laboral (SSL) y Gestión de Recursos Humanos. El programa finalizó con una visita técnica a las instalaciones de Smartcity.

Al igual que años anteriores, con el fin de entregar oportunidades de desarrollo al interior de la compañía, se otorgaron “Becas de Estudio” a los trabajadores, totalizando 30 personas en 2014, quienes accedieron a este beneficio en carreras, diplomados y magister técnicos. Este programa tiene por objetivo apoyar a los trabajadores en la realización de estudios de perfeccionamiento o prosecución de estudios de pre y postgrado.

Otra actividad formativa relevante fue el curso Nueva Institucionalidad Ambiental y Aplicaciones del Reglamento DS 40/2012, donde asistieron 22 trabajadores, con una duración de 24 horas, con el objeto analizar la actualización de la institucionalidad ambiental nacional en materias ambientales, así como las modificaciones relacionadas a la evaluación ambiental y la fiscalización- seguimiento de proyectos de desarrollo nuevos y existentes.

Así también se realizaron actividades de la capacitación sobre Manejo de Sustancias Peligrosas DS 78 con el objeto de comparar las diferentes disposiciones sobre materiales peligrosos (sustancias y residuos), de carácter legal y normativa técnica, con una descripción específica y detallada sobre aquella aplicable al almacenamiento de las sustancias peligrosas. Asistieron 19 trabajadores. Además, se realizó en esta misma línea el curso Manejo de Sustancias Peligrosas DS 148, con el objeto de identificar las disposiciones legales y técnicas vigentes sobre caracterización, manejo, etiquetado, almacenamiento, transporte, manipulación, contingencias y disposición de residuos peligrosos, donde asistieron 17 trabajadores.

Asimismo, a través del Campus Latam, espacio virtual, continua la formación en cursos modalidad e-learning permitiendo llegar en forma masiva y simultanea en temas transversales como: Conocimiento del Negocio, Reinducción en S&SL y Plan Senda. Además, se realizaron cursos de carácter técnicos tales como: Generadores Eléctricos; Hidráulica Aplicada; Interpretación de Planos; Protecciones de un SEP; Reguladores de Voltaje y Control de Potencia Reactiva; Reguladores de Velocidad; Sistemas Eléctricos de Potencia; Termodinámica Aplicada; Turbinas Hidráulicas Avanzado y Turbinas a Gas y Ciclo Combinado Avanzado.

También, a través de la Plataforma ELS, se realizó el curso en modalidad e-learning Código Ética, con el objeto de dar un correcto y adecuado entendimiento del Código Ético y del Modelo de Prevención de Riesgos Penales del Grupo Enersis. Además, se impartieron bajo esta misma plataforma los cursos on line Ingles Nivel 1 y 2.

Con el propósito de transferir conocimiento se realizó la Primera Jornada del Conocimiento, con énfasis en un mantenimiento mayor electromecánico de una Planta Térmica Convencional a Carbón junto al monitoreo químico necesario para mantener en condiciones adecuadas los Activos de Generación. Además, se abordaron dos proyectos que responden a los requerimientos de regulación local y que se relacionan con el cumplimiento de emisiones ambientales.

Adicionalmente, se destacan las siguientes actividades de transferencia de conocimiento: Convenio Riego; Criterios para el tratamiento de recursos hídricos; Transformadores de Poder, Normativa Técnica versión 2014 y Procedimiento Mantenimiento Preventivo Mayor.



Durante los últimos años se ha trabajado en la introducción de tecnologías en simulación de la operación que ha permitido un apoyo en la formación de operadores, significativo para la empresa. Cabe destacar que se continuó con el programa de entrenamiento para operadores en el Simulador Hidráulico, con la participación de 10 trabajadores, los que durante 3 días ensayaron contingencias relacionadas con la operación de las centrales.

Gestión de Clima

Uno de los ejes principales para la gestión del Clima son los estudios que se realizan anualmente mediante 2 instrumentos: la Encuesta de Clima y el Estudio Great Place To Work (GPTW). Para 2014 se realizó un Termómetro de la Encuesta de Clima, cuyo objetivo es hacer seguimiento sobre la evolución de los planes de acción implementados, así como también determinar el nivel de compromiso, satisfacción y motivación de los empleados, junto con su percepción de la cultura de la salud y la seguridad. Además, anualmente se participa de la Encuesta Great Place to Work, de manera contrastar resultados y revisar la evolución de los planes de acción definidos en años anteriores. Estos instrumentos han servido de diagnóstico para la elaboración de distintos programas con el objetivo de mejorar los indicadores en ambos estudios.

Estos programas antes mencionados se clasifican según su foco y distinguimos como prioridad los siguientes: Comunicación, Meritocracia y Desarrollo, Liderazgo, Medidas de Conciliación y Buenas prácticas laborales.

En relación con el liderazgo, Endesa Chile cuenta con el plan de Gerente y Jefe Cercano, el cual consiste en promover buenas prácticas por parte de los Directivos y gestores, fomentando un mayor acercamiento a los problemas cotidianos de los empleados. Dentro de las modalidades que tiene el programa se encuentran: visitas de los ejecutivos en terreno, desayunos, coffees y saludos especiales, entre otros. Otro programa muy relevante con énfasis en el liderazgo es JOURNEY, dirigido a todos los gestores de la empresa y que tiene por objetivo desarrollar un estilo de dirección basado en la confianza, que promueva competencias culturales que generen resultados y ambientes de excelencia, donde se excedan los resultados organizativos, se obtenga lo mejor de las personas y se trabaje en equipos con sentido de familia. En 2014 se contó con la participación de 177 gestores y se continuará trabajando con los gestores restantes para 2015.

Para el caso de los programas que apuntan a la Meritocracia y el Desarrollo encontramos 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. Entre los proyectos más destacados encontramos el programa corporativo JET, donde se incorpora a todos los jóvenes profesionales que cumplan con los requisitos requeridos.



Como parte del trabajo que se realiza en términos de Meritocracia y desarrollo se cuenta con el Programa de Gestión del Talento, en el cual se determinan distintos colectivos tales como los pools de talentos, programas para jóvenes profesionales entre otros. Estos programas también nos ayudan y permiten retener el talento valioso en la compañía.

Se ha continuado con el Programa Reconocernos, el cual busca potenciar una cultura del reconocimiento al interior de la empresa y generar instancias de reconocimiento formales, mediante la realización de ceremonias en las que participa el gerente de línea y la gerencia de Recursos Humanos, así como también ceremonias masivas por empresa donde se reconoce a los trabajadores destacados, trayectoria laboral entre otros.

Endesa Chile, mediante un plan Responsabilidad Social Empresarial de Recursos Humanos denominado Plan Senda, ha realizado distintos programas tendientes a la inclusión, diversidad e Igualdad de Oportunidades. Es así como el Programa Crecer+ capacitó a 52 alumnos de escuelas industriales y técnicas en riesgo de exclusión social, entregándoles habilidades de empleabilidad para su futuro laboral.

En términos de diversidad se realizó un curso e-learning para todos los trabajadores con el objetivo de sensibilizar en temas de discapacidad y diversidad cultural, contando con el 50% de la dotación capacitada en este ámbito.

Calidad de Vida

Endesa Chile tiene una amplia gama de beneficios para sus trabajadores y familia. Es parte fundamental en los beneficios de salud que incluye seguros complementarios, para prestaciones médicas ambulatorias, dentales, medicamentos, atenciones hospitalarias y cobertura catastrófica por gasto. Por otra parte, los beneficios educacionales, contemplan apoyo monetario para cubrir gastos por estudio de los hijos e incentivos para los estudiantes de excelencia académica, mediante reembolsos para preuniversitarios y escuelas de verano.

Cabe destacar que Endesa Chile busca fomentar el equilibrio entre la vida laboral y personal de sus trabajadores y por consiguiente, cuenta con un amplio programa de extensión con foco en el deporte, la cultura y actividades especiales; dentro de los cuales, encontramos programas como: "Enel Family Day", "Ven a mi cumpleaños", campamentos de verano e invierno para hijos, excursiones familiares y cursos de capacitación para la familia, entre otros.

Endesa Chile busca entregar una mayor calidad de vida a sus trabajadores, por lo que también cuenta con programas específicos, para sus distintos grupos de empleados. Tal es el caso de las acciones para "Madres que trabajan" y el apoyo financiero, para los padres de hijos estudiantes, a través de préstamos blandos para el financiamiento de sus estudios superiores y para cada establecimiento en regiones, se ha definido un programa especial de actividades de extensión, deporte y cultura, de acuerdo a las características del grupo de empleados y condiciones del lugar.



Es importante destacar eventos de gran envergadura como las celebraciones de fin de año y de fiestas patrias. Además, considerar las "Buenas Prácticas de la compañía", entre las cuales destacan la tarde libre el día del cumpleaños del trabajador y la reducción horaria para las fechas especiales previas a feriados.

Para 2014, la fundación Másfamilia otorgó a las empresas del Grupo en Chile, Brasil, Perú, Colombia y España el certificado de Empresa Familiarmente Responsable (EFR) Global. Endesa Chile, como parte del Grupo, obtiene la certificación global donde se exige que las políticas de la compañía cumplan con los principios de calidad en el empleo, flexibilidad temporal y espacial, apoyo al entorno profesional y personal e igualdad de oportunidades. Cabe destacar que lo mencionado anteriormente, cuenta con el respaldo de la alta dirección.

Clima Laboral

Desarrollar planes de acciones en conjunto con las empresas contratistas para impactar positivamente en los indicadores de clima laboral.

El objetivo de 2014 fue dar continuidad a los programas de clima laboral para las empresa contratistas, permitiendo así la mejora continua en las prácticas de trabajo e influir positivamente en el desempeño y calidad de vida laboral. El foco de trabajo estuvo puesto en la medición del clima organizacional en empresas contratistas y el desarrollo de planes de acción, con el propósito de mejorar el clima laboral en estas empresas.

Los Objetivos Específicos son:

- Fortalecer Clima Laboral en las empresas contratistas
- Medir clima laboral mediante una encuesta
- Bajar resultados
- Apoyar comunicación de resultados
- Seguimiento a los planes de acción para gestionar clima
- Trabajar Resultados con supervisores y administradores de contrato
- Relacionar resultados con indicadores de negocio
- Plan de acción focalizado en los líderes de empresas contratistas
- Realización de una obra teatral para trabajadores
- Evaluar en forma continua el impacto de las acciones realizadas.
- Introducir ajustes necesarios para potenciar clima
- Revisar y Determinar clima existente
- Indicadores de negocio relevantes
- Acciones que permitan mejorar los indicadores que impactan el clima laboral de las empresas contratistas

En 2014, se realizaron las encuestas de clima laboral a personal contratista de Endesa Chile, en donde se encuestaron 107 trabajadores de las empresas Frallesa, IMA (Bocamina, Pehuenche y Tarapacá), Reparalia (Bocamina, Laja, San Isidro y Tarapacá) y Velásquez. Se obtuvo un índice de satisfacción de 83,6%.

Contratistas en Acción

Con fecha 13 de diciembre de 2014, se llevó a cabo la Gran Final a nivel nacional de Contratistas en Acción en el Estadio del Grupo Enersis, los equipos que participaron en la final fueron acompañados por sus familias en el estadio del Grupo donde se les recibió con un show de magos y juegos inflables también disfrutaron de bebidas, helados, hamburguesas, completos y mote con huesillo.

En toda esta jornada estuvo presente el equipo de Contractors Control Chile quienes entregaron los premios a los participantes ganadores de las distintas disciplinas y a sus grupos familiares, destacando el compromiso y reconocimiento que tiene el Grupo Enersis para con sus colaboradores.

A su vez se realizó un reconocimiento especial a trabajador Víctor Muñoz trabajador de la empresa contratista Securitas Chile por ser un destacado deportista a nivel nacional e internacional en la disciplina de atletismo, también se reconoció a la campeona, Daniela Guerra, trabajadora de la Empresa Helpbank, por su destacado desempeño deportivo representando a nuestro país como Campeona Sudamericana de Kung Fu en categoría individual y por equipo, ellos ya pertenecen a los deportistas destacados de contratistas en acción 2014.

Concurso de Pintura 2014

Bajo el tema de seguridad laboral en el trabajo, se desarrolló en cada central que participaron en la actividad de Contratistas en acción 2014 el concurso para los hijos de los trabajadores contratistas en el cual se recibieron más de 70 dibujos los cuales participaron por el premio de una beca de apoyo a la escolaridad que consistía en uniforme escolar y útiles escolares.

Los hijos de los trabajadores que resultaron ganadores corresponden a la empresas contratistas ULTRAPORT de la Central Bocamina.

Planilla de Solicitud de Antecedentes Laborales (inspecciones jurídico laborales)

Debido a las continuas inspecciones laborales en terreno realizadas por el área de Contractors Control, en junio 2013 surgió la idea de crear una planilla tabulada con las principales exigencias que solicita la inspección del trabajo a las empresas contratistas bajo la Ley N°20.123, que regula la subcontratación y funcionamiento de las empresas de servicios transitorios, en temas Laborales, Previsionales de Higiene y Seguridad.

Verificando que estas revisiones se ajusten a las normas internas del grupo y a la legislación laboral vigente.





Acciones de Seguridad y Salud Laboral

En Endesa Chile la seguridad y la salud laboral son objetivos estrechamente ligados al negocio, el cual por su naturaleza está sujeta a la presencia de riesgos críticos. En el proceso continuo de mejora, en el que todos contribuyen, 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 en todas las actividades que la empresa desarrolla, reforzando la prioridad de la misma en la gestión empresarial por su importancia estratégica. En el ámbito del liderazgo se acentúa la participación activa de los diferentes estamentos de la empresa en el control de los riesgos de los trabajadores en sus diferentes actividades, a través de la revisión de la gestión preventiva en los Comités de Seguridad, revisión de las condiciones de seguridad en terreno a través de los programas de Safety Walks, Ipai y One Safety, planes de formación en prevención de riesgos y campañas de seguridad.

Por otra parte también se han implementado innovaciones que han permitido dotar a los trabajadores expuestos a riesgo de equipos tales como ropa ignífuga, caretas faciales de protección contra el arco eléctrico, sistemas de trabajo en altura y otros elementos con elevados estándares de seguridad que garanticen la máxima protección a los trabajadores. También cabe señalar que con el objetivo de alcanzar la meta cero accidentes. También se han establecido alianzas de seguridad con las empresas contratistas, con el objeto de homologar las mejores prácticas en este ámbito, entre las que destaca One Safety y con ello mejorar el comportamiento de quienes trabajan en terreno e eliminar conductas riesgosas en las faenas.

Dentro de los programas destinados a contribuir con la seguridad y salud laboral podemos destacar:

Difusión y Promoción de Salud 2014

El objetivo de este programa es proporcionar, educar y formar a los trabajadores de la compañía a través de actividades respecto al fomento en la calidad de vida y bienestar biopsicosocial.

Dentro de las actividades que contemplan las acciones de difusión masiva, se encuentran en primer lugar los afiches, material gráfico y charlas dictadas por especialistas, respecto a ciclos temáticos de interés, tales como:

- Prevención de Cáncer de Mamas: Capacitar a las mujeres sobre la importancia de la realización del autoexamen de mama y en caso específico de la ecografía o mamografía.
- Prevención de Cáncer de Próstata: Realizar actividades de promoción y prevención en la planilla masculina para detección temprana y tratamiento.
- Prevención de Cáncer Colorrectal: Realizar actividades de promoción y prevención en el personal de la plantilla para la detección temprana y tratamiento de patologías asociadas al Cáncer Colorrectal.
- Prevención de Cáncer de Piel: Informar y sensibilizar a la población para la prevención, detección temprana y tratamiento de la enfermedad.
- Prevención de lesiones OsteomuscularesPrevención de enfermedades de transmisión sexual y VIH.
- Control del tabaquismoSalud Mental y Calidad de Vida.
- Prevención de Riesgos Cardiovascular "Mes del Corazón".
- Prevención de alergias primaverales.

Evaluación de Riesgos Psicosocial 2014

El objetivo de este programa es identificar los factores de riesgo psicosocial presentes en las condiciones y organización del trabajo y su incidencia en la salud de los trabajadores, y para ello se estableció un programa a todas las gerencias de Endesa Chile.

Inmunizaciones 2014

La inmunización en los trabajadores es una medida preventiva, la cual busca a través de un proceso médico generar en las personas una memoria inmunitaria que permita formar anticuerpos protectores contra el antígeno al cual la persona puede estar expuesta. Por ello, el objetivo de la implementación del programa en los trabajadores de Endesa Chile, alude a prevenir la aparición de enfermedades de recurrente contagio masivo que en su afección al sujeto pueden causar altos ausentismos y daños a la calidad de vida de la persona.

Este programa va dirigido a todos los trabajadores de Endesa Chile, alcanzando en 2014 un total de 590 personas, implementando las siguientes vacunas:

- Vacuna Influenza estacionaria, trivalente: se implementa durante el primer trimestre del año de manera anual, previniendo el brote que se inicia a principios de Junio.

Mujer Sana 2014

El objetivo de este programa es disminuir la ocurrencia de muerte por cáncer de mama y cérvico-uterino en mujeres, actuando en forma preventiva a través de actividades de difusión, educación y controles periódicos. Se realizan periodos de exámenes, controles y seguimientos médicos, con el objetivo de detectar precozmente esta posible patología entre las mujeres de la compañía. Este programa cubrió en el año 2014 un total de 238 trabajadoras.

Programa Exámenes Preventivos Periódicos 2014

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 de la salud de las personas. Este programa va dirigido a todos los trabajadores de la compañía y se lleva a cabo a través de un protocolo definido según género, edad y ocupación convocando para estos efectos un total de 1.144 Trabajadores.

Campañas de Seguridad

Desarrollo de actividades en el marco de la semana de la seguridad en los meses de abril y noviembre de 2014, con la finalidad de dar a conocer y reforzar las acciones preventivas tendientes a evitar la ocurrencia de accidentes laborales.

Caminatas de Seguridad

Con el objeto de involucrar a la alta gerencia en la verificación en terreno de los estándares de seguridad,

en 2014, los ejecutivos realizaron un total de cincuenta Caminatas de Seguridad, con el fin de corroborar el cumplimiento de procedimientos y uso de equipos, herramientas y maquinarias adecuadas.

Campañas de Control por Asbesto

En 2014 se implementaron programas preventivos de control, evaluando a un total de 255 trabajadores mediante scanner, con el objeto de detectar probables alteraciones en la salud por la existencia de este agente. Junto a lo anterior, se implementaron diversas acciones como parte de la Política de Control y Saneamiento del Asbesto, que tiene como objetivo establecer estándares de saneamiento y eliminación de este elemento. En la línea con lo anterior, en 2014 se inició el saneamiento total de Bocamina I.

Implementación de Nuevos Estándares de Seguridad

Definición e implementación nuevos elementos de señalización y barreras de seguridad en los centros de trabajo, con el objeto de advertir y controlar los riesgos en el trabajo.

Difusión de Lecciones Aprendidas

Difusión en trabajadores propios y contratistas de los accidentes graves y mortales e incidentes de alto potencial, donde se describen y analizan las causas de los infortunios labores y sus medidas preventivas a modo de lecciones aprendidas, este documento por tanto contribuye a la eliminación de las condiciones y actos subestándares que se presentan a diario en la ejecución de actividades con riesgo de accidentes.

Formación en Seguridad

En el marco de capacitaciones asociadas a Salud y Seguridad Laboral de las personas en el trabajo, y buscando reforzar nuestras competencias en esta materia, se capacitaron 811 trabajadores propios y 1.905 contratistas.

Curso de Liderazgo en SSL para Gestores

Desarrollo de un programa para potenciar las características de liderazgo en prevención de riesgos en los inspectores (179 personas), con el objetivo de mejorar las habilidades de dirección de la seguridad en el accionar preventivo de las empresas contratistas.

Reclutamiento y Selección



Cobertura de Vacantes

Para Endesa 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 2014, se generaron un total de 107 vacantes en Endesa Chile, de las cuales 63% corresponde a coberturas mediante modalidad interna, considerando para tales la realización de concursos internos ámbito local e internacional, procesos de movilidad horizontal y ascendente o promoción.

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 los que se les brinda la oportunidad de consolidar un aprendizaje gradual de la complejidad y estilo de Endesa Chile, logrando, por tanto, dos objetivos que es la disponibilidad de fuentes de reclutamiento cercanas y de relativo rápido acceso, tanto por la posibilidad de contar con referencias y evaluaciones directas de aquellos alumnos que destaquen y que puedan calzar no sólo con las competencias técnicas sino que también con los valores asociados a nuestra compañía y adicionalmente, marcar presencia constante en las principales casas de estudios de nuestros país. Este Programa de Prácticas se realiza de manera permanente durante todo el año, siendo el peak de ingresos durante el periodo de verano, y contabilizando para el periodo 2014 un total de 107 alumnos en calidad de practicantes o memoristas.

Para generar lazos con universidades y atraer a los mejores alumnos, durante 2014 Endesa Chile participó en dos en Ferias Laborales, ambas asociadas a las carreras de

Ingeniería de la Pontificia Universidad Católica de Chile y de la Universidad de Chile; además de organizar actividades como focus group y encuestas para conocer y determinar aquellos factores relevantes en los jóvenes profesionales e ir generando acciones de branding para reforzar la imagen de empresa en mercado.

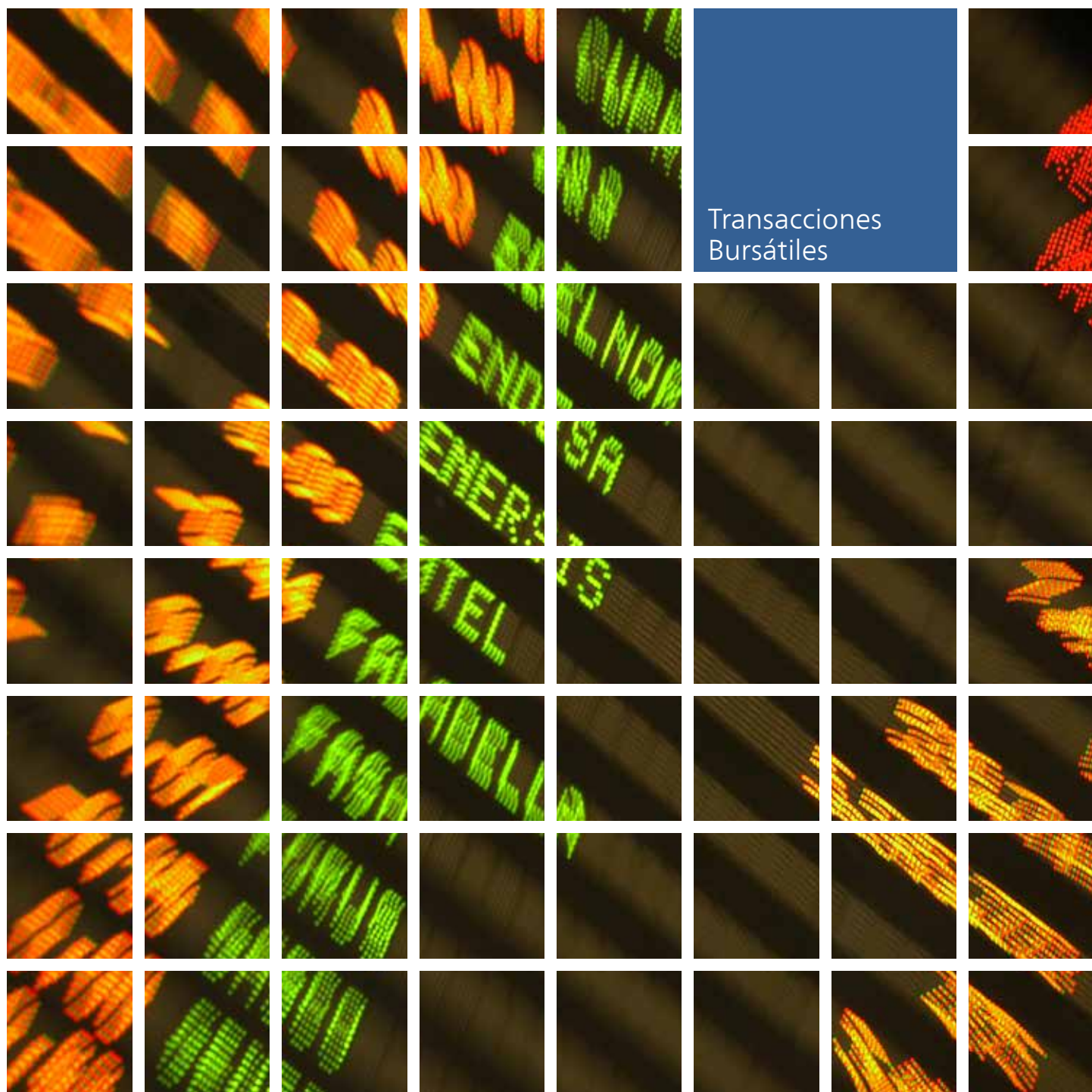
Diversidad e Inclusión

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

Asimismo, en la línea de fomentar la diversidad en todos sus ámbitos y contribuir en la generación de alternativas de desarrollo, destaca la creciente participación de mujeres en concursos internos, alcanzando 20% del total de adjudicaciones, promoviendo de esta forma y de modo gradual el empoderamiento y liderazgo femenino. Es relevante destacar que 28% de los ingresos externos corresponde a mujeres.

Calidad, Eficiencia y Orientación al Cliente

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. El 100% de los entrevistados declaró sentirse completamente adaptado a su cargo y a la empresa, así como en el caso de Endesa Chile, el 93% se sintió muy satisfecho con el proceso de selección y acompañamiento inicial experimentado.



Transacciones Bursátiles en las Distintas Bolsas

Durante 2014, en la Bolsa de Comercio de Santiago se transaron 972,8 millones de acciones por un valor de \$812.583 millones. A su vez, en la Bolsa Electrónica de Chile se transaron 134,4 millones de acciones por un valor de \$113.209 millones. Finalmente, en la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron 20.641 acciones por un valor de \$17,8 millones.

La acción de Endesa Chile cerró en 2014 con un precio de \$921,50 en la Bolsa de Comercio de Santiago, \$903 en la Bolsa Electrónica y \$890 en la Bolsa de Valores de Valparaíso.

Bolsa de Comercio de Santiago

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2012	290.555.832	234.502.299.034	807,08
2do trimestre 2012	334.622.005	280.348.200.612	837,81
3er trimestre 2012	280.874.570	225.716.601.603	803,62
4to trimestre 2012	300.312.523	224.732.476.734	748,33
1er trimestre 2013	278.963.709	223.528.463.533	801,28
2do trimestre 2013	305.336.070	239.995.490.703	786,00
3er trimestre 2013	391.184.194	274.244.111.560	701,06
4to trimestre 2013	270.930.677	205.429.388.029	758,24
1er trimestre 2014	258.767.437	195.552.407.329	754,30
2do trimestre 2014	246.409.824	202.030.498.763	820,01
3er trimestre 2014	228.759.297	202.446.139.441	884,67
4to trimestre 2014	238.910.773	212.554.142.702	891,64

Bolsa Electrónica de Chile

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2012	35.804.054	28.872.002.773	806,39
2do trimestre 2012	41.165.728	34.351.939.614	834,48
3er trimestre 2012	28.006.494	22.153.709.289	791,02
4to trimestre 2012	38.015.119	28.628.617.171	753,09
1er trimestre 2013	36.117.611	29.128.748.140	806,50
2do trimestre 2013	69.278.703	53.890.886.710	777,89
3er trimestre 2013	62.986.405	44.479.978.006	706,18
4to trimestre 2013	30.337.691	22.816.580.549	752,09
1er trimestre 2014	27.871.044	21.201.400.932	747,71
2do trimestre 2014	37.004.033	30.242.504.418	815,37
3er trimestre 2014	33.761.571	29.965.057.984	882,87
4to trimestre 2014	35.837.072	31.800.485.067	894,23

Bolsa de Valores de Valparaíso

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (\$)	Precio promedio (\$)
1er trimestre 2012	506.364	413.060.752	815,74
2do trimestre 2012	399.151	343.219.055	859,87
3er trimestre 2012	306.705	244.105.374	795,90
4to trimestre 2012	577.030	434.434.366	752,88
1er trimestre 2013	876.560	321.169.614	366,40
2do trimestre 2013	501.125	392.876.304	783,99
3er trimestre 2013	1.671.690	1.175.731.877	703,32
4to trimestre 2013	7.500	5.392.500	719,00
1er trimestre 2014	4.420	3.332.680	754,00
2do trimestre 2014	0	0	0,00
3er trimestre 2014	1.200	1.017.600	848,00
4to trimestre 2014	15.021	13.497.038	898,54

En Estados Unidos se transaron 24,7 millones de ADS por un valor total de US\$1.081,6 millones. Un ADS representa actualmente 30 acciones de Endesa Chile. El precio del ADS de Endesa Chile cerró el ejercicio en US\$44,74.

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Trimestre	Unidades transadas (número de ADS)	Monto transado (US\$)	Precio promedio del ADS (US\$)
1er trimestre 2012	8.063.211	400.563.192	49,68
2do trimestre 2012	8.288.230	422.647.447	50,99
3er trimestre 2012	7.919.187	394.950.154	49,87
4to trimestre 2012	6.810.680	319.674.648	46,94
1er trimestre 2013	5.582.531	285.612.950	51,16
2do trimestre 2013	6.326.180	307.244.611	48,57
3er trimestre 2013	8.127.954	346.266.850	42,60
4to trimestre 2013	5.644.647	249.623.080	44,22
1er trimestre 2014	7.527.111	\$307.155.539	\$40,83
2do trimestre 2014	5.809.269	\$256.556.424	\$44,24
3er trimestre 2014	5.305.092	\$243.722.019	\$45,92
4to trimestre 2014	6.132.226	\$274.220.177	\$44,88

En el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) se transaron 2,5 millones de unidades de contratación por un valor de €2,7 millones aprox. La unidad de contratación equivale a 1 acción de la compañía. El precio de la unidad de contratación cerró el año en €1,27.

Latibex

Trimestre	Unidades transadas	Monto transado (€)	Precio promedio (€)
1er trimestre 2012	815.745	1.031.950	1,27
2do trimestre 2012	710.996	953.620	1,34
3er trimestre 2012	642.284	858.973	1,34
4to trimestre 2012	489.825	608.001	1,24
1er trimestre 2013	573.448	723.906	1,26
2do trimestre 2013	401.216	475.264	1,18
3er trimestre 2013	736.734	740.477	1,01
4to trimestre 2013	547.231	567.716	1,04
1er trimestre 2014	776.184	770.925	0,99
2do trimestre 2014	741.447	778.788	1,04
3er trimestre 2014	730.544	816.512	1,11
4to trimestre 2014	278.701	322.830	1,16

Información de Mercado

Durante 2014, el panorama económico global se vio marcado por un menor crecimiento en economías emergentes, tales como Chile y Brasil, y en economías desarrolladas por situaciones de crisis en algunos países de Europa. A esto se suma un fortalecimiento del dólar a nivel global, especialmente frente a las monedas emergentes, debido en gran medida a la recuperación de la economía de Estados Unidos. Finalmente, la caída en los precios de los commodities resultaron en un panorama de incertidumbre económica para Sudamérica. En particular, además del marco global, Chile estuvo afectado por incertidumbres generadas por cambios en la economía local, tales como la Reforma Tributaria. El Índice Selectivo de Precios de Acciones, IPSA, indicador que reúne las 40 principales acciones transadas en Chile, cerró con un incremento de 4,1% durante 2014.

Localmente, la acción de Endesa Chile tuvo un crecimiento de 17,8% durante 2014, evidenciando así una tendencia en línea con el mercado local y con la mejor hidrología registrada en el último periodo. Por otra parte, pese a la devaluación del peso chileno frente al dólar americano durante el año, los ADR's de Endesa Chile presentaron un aumento del 0,4% en la Bolsa de Comercio de Nueva York, y de forma similar los títulos de la compañía en la Bolsa de Madrid aumentaron en 23,8% durante 2014.



Bolsa de Comercio de Santiago

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

Variación	2013	2014	Acumulada 2013-2014
Endesa Chile	0,5%	17,8%	18,4%
IPSA	-14,0%	4,1%	-10,5%

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

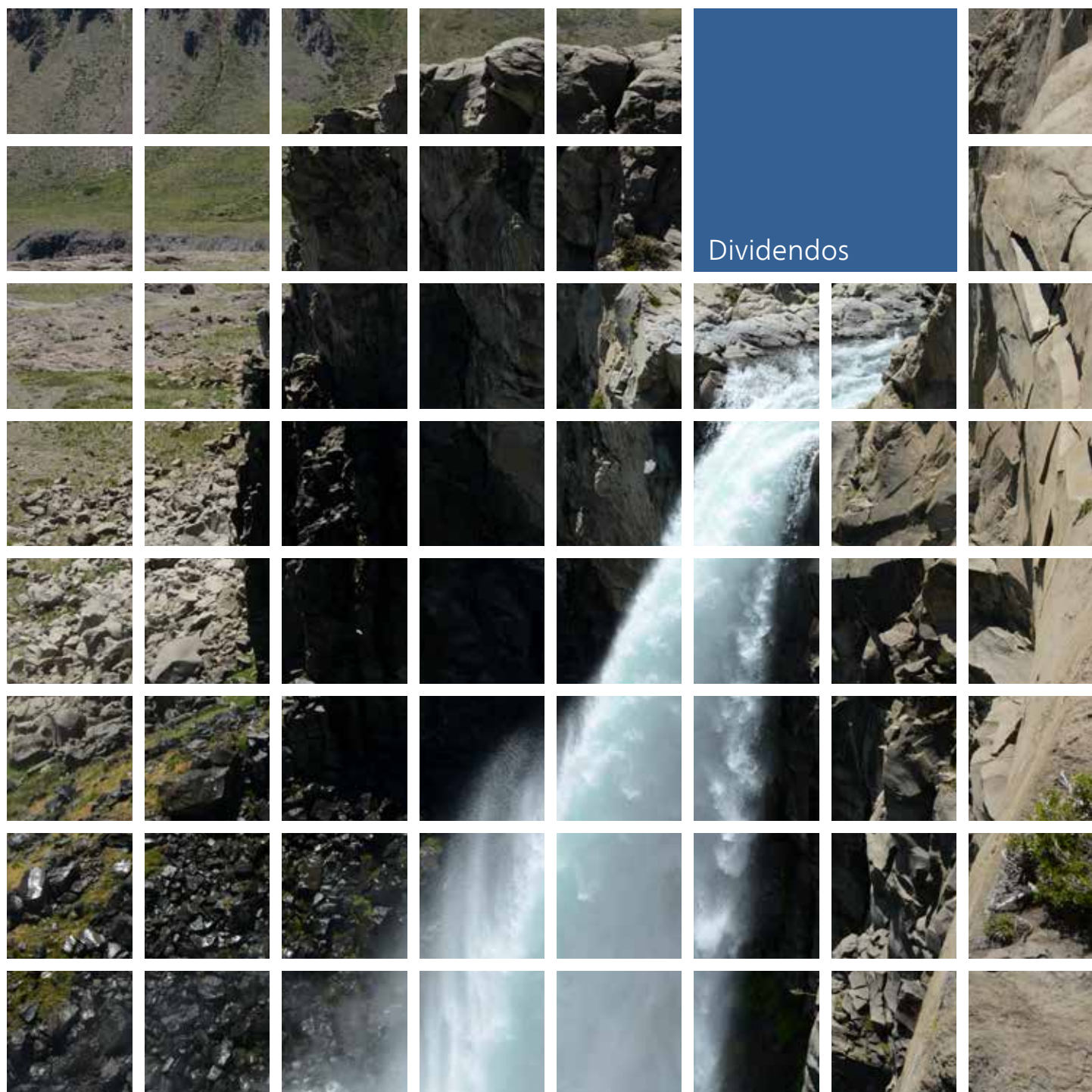
La siguiente tabla muestra la variación de los ADRs de Endesa Chile listados en NYSE (EOC), y de los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2013	2014	Acumulada 2013-2014
EOC	-8,7%	0,4%	-8,3%
Dow Jones Industrial	26,5%	7,5%	36,0%
Dow Jones Utilities	8,3%	26,0%	36,4%

Bolsa de Valores Latinoamericanos de Endesa Chile en la Bolsa de Madrid (Latibex)

La siguiente tabla muestra la variación de la acción de Endesa Chile (XEOC) listada en la Bolsa de Madrid (Latibex) y del índice IBEX a lo largo de los últimos dos años.

Variación	2013	2014	Acumulada 2013-2014
XEOC	-15,1%	23,8%	5,0%
LATIBEX	-20,0%	-16,1%	-32,9%



Política de Dividendos de 2015

Generalidades

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

Política de Dividendos

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2015, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2015, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero del 2016.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Endesa, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2016, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 50% de las utilidades del ejercicio 2015.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre del 2016.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

Procedimiento para el Pago de Dividendos

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

1. Depósito en cuenta corriente bancaria, cuyo titular sea el accionista.
2. Depósito en cuenta de ahorro bancaria, cuyo titular sea el accionista.
3. Envío de cheque nominativo o vale vista por correo certificado al domicilio del accionista que figure en el Registro de Accionistas.
4. Retiro de cheque o vale vista en las oficinas de DCV Registros S.A., en su condición de administrador del registro de accionistas de Endesa Chile o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.
5. Para estos efectos, las cuentas corrientes o de ahorro bancarias pueden ser de cualquier plaza del país.
6. Es preciso destacar que la modalidad de pago elegida por cada accionista será utilizada por DCV Registros S.A. para todos los pagos de dividendos, mientras el accionista no manifieste por escrito su intención de cambiarla y registre una nueva opción.

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

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

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

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



Política de Dividendos de 2014

Generalidades

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

Política de Dividendos (1)

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, de hasta 15% de las utilidades al 30 de septiembre de 2014, según muestren los Estados Financieros a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2015.

El Directorio tiene la intención de proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2015, distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente a 50% de las utilidades del ejercicio 2014.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la Junta Ordinaria de Accionistas, a ser efectuada en el primer cuatrimestre de 2015.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la sociedad o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

Utilidad Distribuible de 2014

Millones de pesos	2014
Utilidad del ejercicio atribuible a la sociedad dominante	334.557
Utilidad distribuible	334.557

Dividendos Distribuidos

N° dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio	Dividendo anual	% de las utilidades
44	Definitivo	23/04/08	29/04/08	11,56470	2007	13,7573	60%
45	Provisorio	12/12/08	18/12/08	5,35120	2008		
46	Definitivo	06/05/09	12/05/09	15,93300	2008	21,2842	40%
47	Provisorio	10/12/09	16/12/09	9,31235	2009		
48	Definitivo	28/04/10	05/05/10	17,53050	2009	26,8429	35%
49	Provisorio	20/01/11	26/01/11	6,42895	2010		
50	Definitivo	05/05/11	11/05/11	26,09798	2010	32,5269	50%
51	Provisorio	13/01/12	19/01/12	5,08439	2011		
52	Definitivo	11/05/12	17/05/12	22,15820	2011	27,2426	50%
53	Provisorio	18/01/13	24/01/13	3,04265	2012		
54	Definitivo	03/05/13	09/05/13	11,24302	2012	14,28567	50%
55	Provisorio	25/01/14	31/01/14	3,87772	2013		
56	Definitivo	09/05/14	15/05/14	17,69856	2013	21,57628	50%
57	Provisorio	24/01/15	30/01/15	3,44046	2014		

(1) Con fecha 27 de noviembre de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N°18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30 de esa superintendencia, informo, con carácter de hecho esencial que, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó repartir con fecha 30 de enero de 2015, un dividendo provisorio de \$3,4404636 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2014, correspondiente a 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2014, de conformidad con la política de dividendos de la compañía vigente en la materia.



Política de Inversión

Durante el ejercicio 2014, la sociedad efectuó inversiones según lo establecen sus estatutos, en las siguientes áreas de inversión, indicándose en cada caso el límite máximo:

Generación de Energía Eléctrica

Se considerará como límite máximo de inversión el necesario para que la empresa pueda cumplir con el objeto principal de la sociedad (producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica), con un monto máximo equivalente a 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2013.

Aportes de Capital a las Sociedades Filiales y Coligadas

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

Se considerará como límite global máximo de inversión en todas las filiales y coligadas nacionales y extranjeras para 2014, un monto equivalente al 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2013.

Otras Inversiones

- Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles, aportes a sociedades y formación de empresas filiales y coligadas, según lo establecen sus estatutos, con el propósito de efectuar inversiones en el sector eléctrico. Se considerará como límite máximo de inversión el necesario para aprovechar las oportunidades de negocios, con un monto máximo en el año, equivalente al 15% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2013.
- Activos financieros, títulos, derechos, valores mobiliarios, bienes inmuebles, aportes a sociedades y formación de empresas filiales y coligadas, según lo establecen sus estatutos, con el propósito de desarrollar proyectos y operaciones o actividades en procesos industriales asociados a la obtención de fuentes energéticas, como asimismo en las que la energía eléctrica sea esencial, determinante y tenga un uso intensivo en dichos procesos, con un monto equivalente no superior al 5% del Patrimonio Neto del balance consolidado de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2013.

Inversiones en Instrumentos Financieros

Endesa Chile efectuará inversiones en Instrumentos Financieros de acuerdo con los criterios de selección y de diversificación de carteras que determine la administración de la empresa, con el propósito de optimizar el rendimiento de sus excedentes de caja.

Dentro del marco que apruebe la Junta de Accionistas, el directorio deberá acordar las inversiones específicas en obras y estudios que hará la empresa, tanto en lo que se refiere a monto como a modalidades de financiamiento de cada una de ellas, y adoptará las medidas conducentes al control de las referidas inversiones.



Política de Financiamiento

La política de financiamiento de la sociedad considera que el nivel de endeudamiento, definido como la relación del pasivo total respecto del Patrimonio Neto del balance consolidado, no sea mayor a 2,20. La obtención de recursos provendrá de las siguientes fuentes:

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

Otras Materias

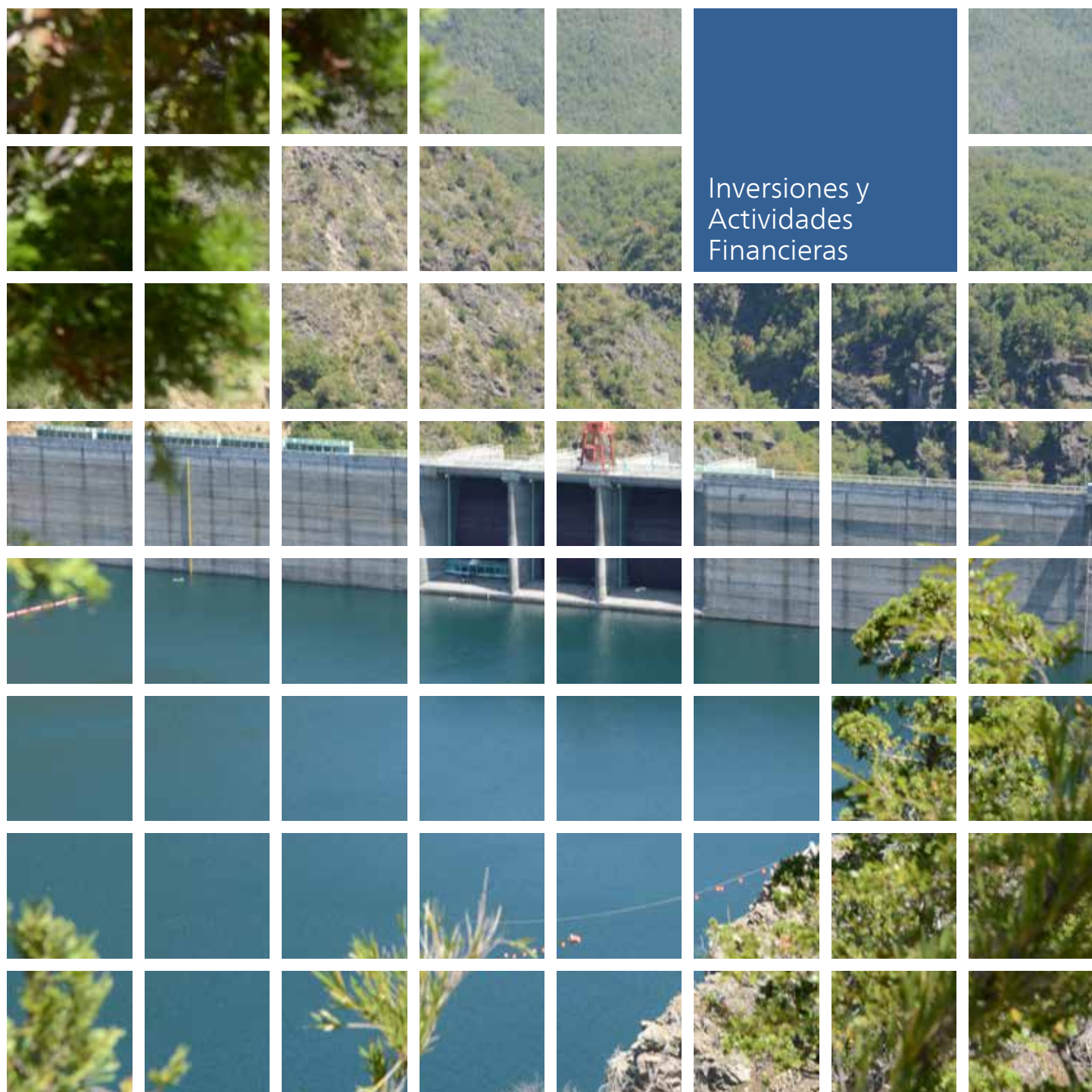
Para llevar a cabo las políticas de inversiones y financiamiento, la administración de la sociedad tendrá facultades suficientes para celebrar y modificar los contratos de compra, venta o arrendamiento de bienes y servicios que sean necesarios para el desarrollo de las actividades propias de la empresa, dentro del marco legal que le es aplicable, observando las condiciones de mercado correspondientes a cada caso para bienes o servicios de su mismo género, calidad y características. Asimismo, la administración estará facultada para extinguir las obligaciones que emanen de dichos contratos, de acuerdo a la Ley, cuando ello convenga a los intereses sociales.

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

- Las centrales generadoras y unidades de emergencia y de reserva de capacidad superior a 50.000 kW, en operación o en etapa de construcción, de propiedad de la matriz y filiales.
- Las acciones de propiedad de Endesa Chile de la Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., de Endesa Argentina S.A., de Celta S.A. y Generandes Perú S.A., que signifiquen mantener al menos la propiedad de un 50,1% de las acciones suscritas y pagadas de esas sociedades.

Asimismo, corresponde a la Junta Extraordinaria de Accionistas aprobar el otorgamiento de garantías reales o personales para caucionar obligaciones de terceros, excepto si dichas obligaciones fueren contraídas por las filiales, en cuyo caso la aprobación del Directorio será suficiente.





Inversiones

Endesa Chile coordina la estrategia de financiamiento global de sus filiales, incluyendo los términos y condiciones de los desembolsos, y créditos entre compañías de sus filiales, con el fin de optimizar la administración de deuda y liquidez. Generalmente, las filiales operativas desarrollan sus planes de gastos de capital de manera independiente, que se financian sobre la base de fondos generados internamente o de financiamiento directo. Uno de los objetivos es focalizar en inversiones que proveerán beneficios de largo plazo, tales como proyectos de reducción de pérdidas de energía. Adicionalmente, enfocando en Endesa Chile como un todo y procurando prestar servicios a través del grupo de compañías, se busca reducir el nivel de inversión necesaria al nivel individual de cada filial en áreas como los sistemas de adquisición, telecomunicaciones e informática. Si bien se ha estudiado la forma de financiar estas inversiones como parte del proceso presupuestario de la compañía, no ha comprometido ninguna estructura de financiamiento particular. Las inversiones dependerán de las condiciones de mercado al momento en que se necesite obtener el flujo de caja.

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

Para el período comprendido entre 2015 y 2019, se espera desembolsar \$ 2.159 miles de millones en base consolidada en las filiales, relacionados con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de la actual capacidad instalada y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación.

La tabla que aparece a continuación muestra los gastos de capital esperados para el periodo 2015 – 2019 y los incurridos por nuestras filiales en los últimos tres años:

Gastos de Capital (en millones de Ch\$)	2015-2019	2014 (1)	2013 (1)	2012 (1)
Chile	1.042.271	155.753	85.169	73.673
Fuera de Chile	1.117.166	265.561	206.848	183.810
Total	2.159.437	421.314	292.017	257.483

(1) Las cifras de gastos de capital representan los pagos efectivos para cada año, neto de contribuciones, con

Gastos de Capital en los Años 2014, 2013 y 2012

Las inversiones de capital en los últimos tres años están relacionadas principalmente con (i) el proyecto Bocamina II de 350 MW, en Chile, (ii) el proyecto El Quimbo, de 400 MW, en Colombia, y (iii) el mantenimiento de la capacidad instalada existente. Bocamina II inició sus operaciones comerciales en octubre de 2012, con 350 MW de capacidad instalada. El proyecto El Quimbo está aún en construcción. En diciembre de 2014, la optimización del proyecto Salaco se completó, sumando un total de 145 MW al sistema colombiano. Las inversiones de capital acá mencionadas fueron financiadas de la siguiente forma:

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

Proyectos Actualmente en Desarrollo

- **Proyecto El Quimbo:** Central hidroeléctrica de 400 MW de potencia, la que se espera que entre en operación en 2015, en Colombia.
- **Proyecto Los Cóndores:** Central Hidroeléctrica con 150 MW de potencia, ubicada en la región de El Maule, cuya construcción comenzó en 2014 y se espera que esté terminada en 2018.



Actividades Financieras

Finanzas Nacionales

Endesa Chile cuenta, al cierre de 2014, con líneas de crédito comprometidas completamente disponibles por un equivalente a US\$297 millones.

Asimismo, Endesa Chile y sus filiales nacionales cuentan con líneas de crédito no comprometidas disponibles en el mercado nacional por un equivalente a US\$186 millones.

Al cierre de 2014, permanecían sin utilizarse las Líneas de Efectos de Comercio por un monto máximo total de hasta US\$200 millones. Estas Líneas de Efectos de Comercio fueron inscritas en enero de 2009 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).

Adicional a los contratos de créditos rotativos y programas de bonos ya señalados, Endesa Chile con sus filiales en Chile, terminaron con una caja disponible de US\$83 millones (sin incluir empresas de control conjunto).

La deuda financiera de Endesa Chile, consolidado alcanzó los US\$3.505. Esta deuda está compuesta, principalmente, por deuda bancaria, bonos locales e internacionales. Cabe señalar que la caja consolidada de Endesa Chile registró un saldo de US\$552 millones, con lo cual la deuda neta consolidada alcanzó US\$2.953 millones, a diciembre de 2014.

Durante 2014, se produjo el vencimiento de un préstamo bancario por un importe de US\$200 millones y se emitió bono internacional por US\$400 millones a una tasa de 4,25%.

Finanzas Internacionales

2014 estuvo marcado por la incipiente recuperación de las economías desarrolladas, principalmente Estados Unidos, quien registró el mayor crecimiento. No obstante, los datos macro no fueron lo suficientemente sólidos para la FED quien ha retrasado el retiro del estímulo monetario manteniendo las tasas en mínimos históricos. Sin embargo, los agentes del mercado financiero han descontado que las tasas deberán subir en el corto plazo, lo que ha provocado la devaluación de las monedas emergentes, incluyendo a los países donde se encuentran los activos de Endesa Chile.

Los conflictos geopolíticos, sumado a recortes en las proyecciones del crecimiento de China, han impactado fuertemente en el precios de las materias primas, las cuales son una importante fuente de ingresos de los países en Latinoamérica.

Los mercados financieros se mantuvieron abiertos en los países donde Endesa Chile tiene presencia, lo que permitió a sus filiales extranjeras levantar los recursos necesarios para financiar sus proyectos e inversiones y continuar con el refinanciamiento de su deuda a mayor plazo, cumpliendo con una política que permite tener los riesgos financieros controlados. En Argentina, la compleja situación operacional y regulatoria, ha generado inestabilidad en los flujos de caja de las compañías. Sin embargo, a través de distintas actuaciones operativas y financieras, se ha logrado equilibrio económico al cierre de 2014.

En 2014, se realizaron nuevos financiamientos y operaciones de cobertura por un importe aproximado de US\$2.800 millones principalmente por emisiones en Chile y Colombia, y de coberturas de Endesa Chile.



Principales Operaciones Financieras Concretadas

Argentina

Costanera refinanció una deuda comercial con Mitsubishi Corporation inicialmente por un monto de US\$192 millones, a una tasa de 0,25% en dólares y a 18 años plazo. Hidroeléctrica El Chocón refinanció préstamo externo por US\$19 millones a 2 años plazo.

Colombia

Emgesa emitió bonos locales por un importe de aproximadamente US\$247 millones a plazos de 6, 12 y 16 años, tanto para el financiamiento del proyecto El Quimbo como para refinanciar vencimientos de deuda.

Perú

Edegel formalizó sus primeras líneas de crédito comprometidas por un monto de US\$34 millones a un plazo de 2 años, con el objetivo de reforzar la liquidez. Además, formalizó préstamo bancario por US\$36 millones para refinanciar vencimientos.



Política de Cobertura

Tipo de Cambio

La política de cobertura de tipo de cambio del Grupo es en base a flujos de caja y tiene como objetivo mantener un equilibrio entre los flujos indexados a moneda extranjera (US\$ dólar), 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.

Como parte de esta política, Endesa Chile contrató forwards por un total de US\$926 millones para cubrir flujos provenientes de sus filiales en Latinoamérica, pagos futuros de proyectos de inversión y amortizaciones de deuda de corto plazo. Adicionalmente, se contrataron US\$429 millones en swaps de tipo de cambio sobre un bono local denominado en UF.

Tipo de Interés

La política del Grupo consiste en mantener niveles de deuda fija y protegida sobre la deuda neta total, dentro de una banda de más menos 10% con respecto al ratio establecido en el presupuesto anual. En caso de presentarse alguna desviación con respecto al presupuesto, se realizan operaciones de cobertura en función de las condiciones del mercado.

Al cierre de diciembre, el nivel consolidado de deuda fija más protegida sobre la deuda neta fue de 67%.



Seguros

Operacionales

Todas las empresas del Grupo Endesa Chile están adscritas a un Programa Mundial de cobertura de riesgos, tanto en Daños Materiales, Terrorismo, Interrupción de Negocios y Responsabilidad Civil liderado por la matriz Enel. El proceso de renovación de los contratos de seguros se efectuó a través de una licitación internacional donde se invitó a los principales aseguradores líderes a nivel mundial. Los contratos fueron renovados el 01 de noviembre del 2014 hasta el 31 de octubre de 2015.

Las características de los seguros vigentes para todas las filiales de Endesa Chile en Argentina, Chile, Colombia y Perú y para las asociadas en Brasil son:

- Seguro de Todo Riesgo Bienes Físicos e Interrupción de Negocios, con un límite indemnizable de €1.000 millones por siniestro (excepto terremoto e inundación con un límite indemnizable de €500 millones por siniestro). Esta medida, con el fin de brindar una mayor protección a las centrales de generación y las principales subestaciones de transformación contra riesgos de terremoto, avalanchas, incendio, explosiones, inundaciones, avería de maquinarias y fallas operacionales. Además, a partir de esta renovación se incorporó a esta póliza la cobertura contra actos terroristas con límite indemnizable por €150 millones.
- Seguro de responsabilidad civil extra-contractual hasta la suma de €500 millones anuales, como cobertura a daños que la actividad de la empresa genere a terceros y frente a los cuales tenga obligación de indemnizar.

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

Seguros de Obras

Endesa Chile ha mantenido vigente seguros de construcción y retraso de puesta en marcha en todas las obras desarrolladas por ella. Dichos seguros fueron contratados luego de un proceso de licitación privada, a la que fueron invitados los principales aseguradores.

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

Clasificación de Riesgo

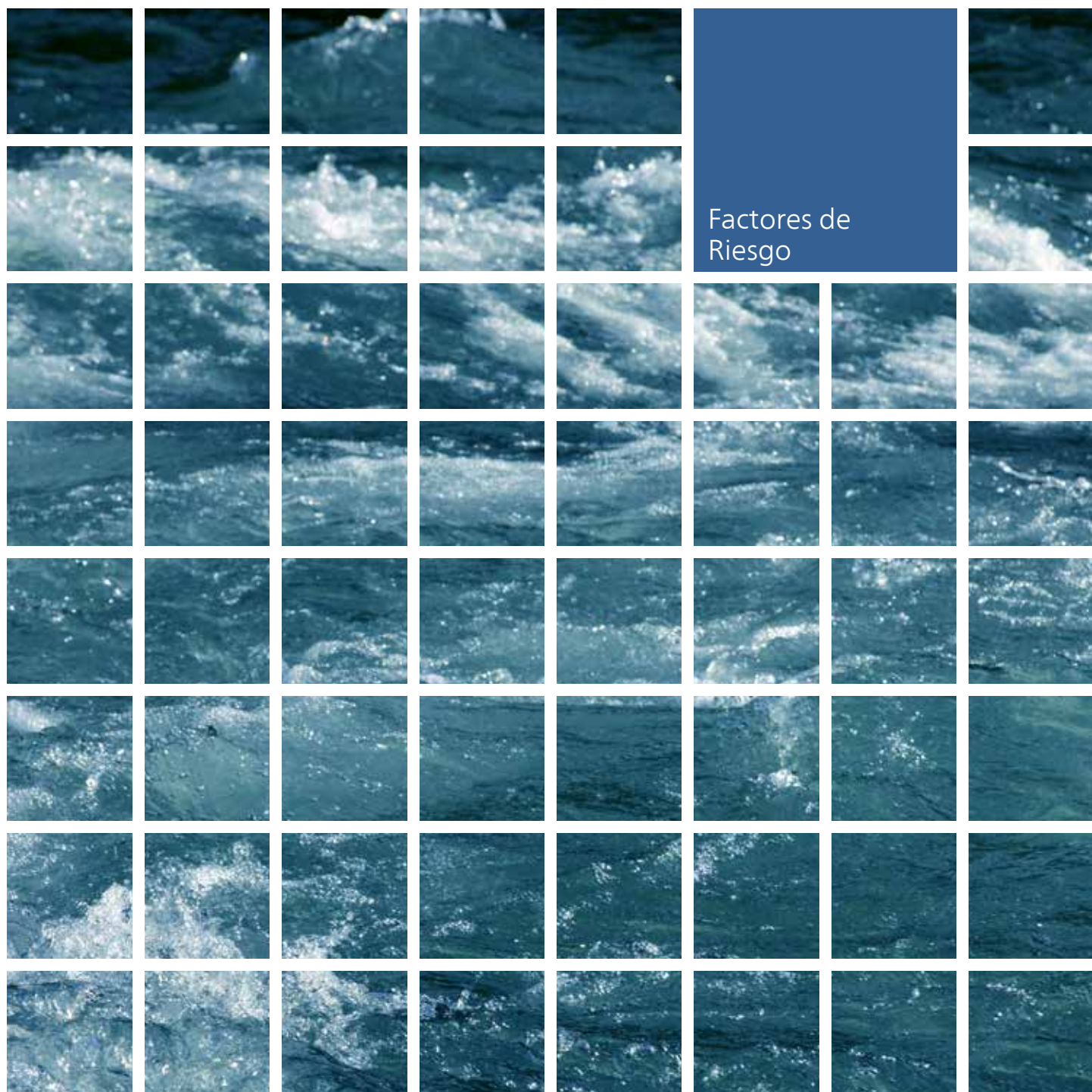
Los actuales ratings de Endesa Chile se sustentan en el diversificado portafolio de activos, la fortaleza de los indicadores financieros, el perfil de vencimientos adecuados y amplia liquidez. La diversificación geográfica de la compañía en Sudamérica permite una cobertura natural frente a las distintas regulaciones y condiciones climáticas. Las filiales de Endesa Chile tienen además una posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan.

Es así, el 9 de julio de 2014, Feller Rate confirmó en "AA" la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio, ratificando las perspectivas estables.

Asimismo, el 6 de agosto 2014, Fitch Rating ratificó la clasificación en moneda local y extranjera de Endesa Chile en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA(cl)', además de las perspectivas estables.

El 28 de noviembre de 2014, Standard & Poor's confirmó la clasificación internacional para Endesa Chile en "BBB+" con perspectivas estables.

Finalmente, como el 27 de diciembre de 2014 Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Endesa Chile con perspectivas estables.



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

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

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

Riesgo de Tasa de Interés

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés, el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 67% al 31 de diciembre de 2014.

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

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

Posición neta	dic-13%	dic-14%
Tasa de interés fijo	71%	67%
Tasa de interés variable	29%	33%
Total	100%	100%

Riesgo de Tipo de Cambio

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

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

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

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



Riesgo de “Commodities” Riesgo de Liquidez

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2014 se registraron operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015. Al 31 de diciembre de 2013, no se registraron operaciones vigentes de derivados de commodities.

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

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros.

Al 31 de diciembre de 2014, Endesa Chile presenta una liquidez de M\$336.628.803 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$200.530.219 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, Endesa Chile tenía una liquidez de M\$323.807.379 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$153.458.192 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de Crédito

Endesa Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por Cobrar Comerciales

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

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

Activos de Carácter Financiero

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

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

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

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

Medición del Riesgo

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

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

- Deuda financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda, Dividendos y Proyectos.

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

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

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Bootstrapping. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de las posibles variaciones de valor razonable de la cartera en un día.

Otros Riesgos

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$
Tasa de interés	8.035.082	20.291.690
Tipo de cambio	2.205.128	2.632.675
Correlación	(3.291.060)	(3.443.888)
Total	6.949.150	19.480.477

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2014 y 2013 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.



Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado.

El no pago -después de cualquier periodo de gracia aplicable- de deudas de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de US\$50 millones y cuyo monto en mora también excede el equivalente de US\$50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de la línea de crédito internacional (a esta fecha no desembolsada). Además, esta línea contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en la compañía, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$100 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de este crédito.

Por otro lado, el no pago -después de cualquier periodo de gracia aplicable- de cualquier deuda de Endesa Chile o de cualquiera de sus filiales chilenas, con un monto de capital que exceda los US\$ 30 millones podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee. Mientras que para el caso específico del Yankee emitido en abril 2014, con vencimiento en el 2024, el umbral es de US\$50 millones.

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito de Endesa Chile, el pago anticipado de esta deuda, se desencadena sólo por incumplimiento del emisor.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de estas compañías por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

Los factores de riesgos asimismo pueden extenderse a los siguientes ámbitos:

Una crisis financiera, u otra crisis, en cualquiera región a lo ancho del mundo pueden tener un impacto significativo en los países en los que operamos y, consecuentemente, afectar adversamente nuestras operaciones así como nuestra liquidez

Los cinco países en los que operamos son vulnerables a los impactos externos, incluyendo eventos financieros y políticos, los cuales pueden causar dificultades económicas significativas y afectar su crecimiento. Si cualquiera de estas economías experimenta un crecimiento económico menor que lo esperado o una recesión, es probable que nuestros clientes demanden menos electricidad. Más aún, algunos de nuestros clientes pueden experimentar dificultades para pagar sus cuentas de electricidad, posiblemente

incrementando nuestras cuentas incobrables. Cualquiera de estas situaciones podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Crisis financieras y políticas en otras partes del mundo podrían afectar de manera adversa nuestro negocio. Por ejemplo, la inestabilidad del Medio Oriente podría tener como resultado mayores precios de los combustibles en el mundo entero, lo que a su vez podría incrementar nuestros costos de combustible para las plantas de generación térmica y afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y la condición financiera.

Adicionalmente, una crisis internacional financiera y su efecto negativo en la industria financiera pueden tener un impacto adverso en nuestra capacidad para obtener nuevos financiamientos bancarios en los términos y condiciones históricos. Esto podría disminuir nuestra capacidad para acceder a los mercados de capital en los cinco países en los que operamos, así como a los mercados internacionales de capital por otras fuentes de liquidez, o aumentar las tasas de interés disponibles para nosotros. La liquidez reducida, a su vez, puede afectar nuestros gastos de capital, nuestras inversiones de largo plazo y adquisiciones, nuestras perspectivas de desarrollo y nuestra política de dividendos.

Es probable que las fluctuaciones económicas en Sudamérica afecten las operaciones de la compañía y su condición financiera así como el valor de sus títulos.

Todas las operaciones de Endesa Chile se ubican en Sudamérica. Por consiguiente, los ingresos consolidados son sensibles al desempeño de las economías sudamericanas en su totalidad. Si las tendencias económicas locales, regionales o mundiales afectan de manera adversa la economía de cualquiera de los cinco países en los cuales la compañía tiene inversiones u operaciones, su condición financiera y los resultados operacionales pudieran verse adversamente afectados. Además, la compañía tiene inversiones en países de economía volátil, tales como Argentina. La generación de caja insuficiente de las filiales en Argentina, ha significado, en algunos casos, la incapacidad para cumplir con sus obligaciones y la necesidad de pedir dispensas respecto del cumplimiento de condiciones financieras restrictivas.

La mayor parte de los ingresos operacionales son generados en Chile y en Colombia, y el 81% de los ingresos operacionales provienen de las operaciones en dichos países, como consecuencia la condición financiera y resultados operacionales son fundamentalmente dependientes del desempeño de las economías chilena y colombiana.

Futuros eventos adversos en estas economías pueden dificultar nuestra capacidad de llevar a cabo planes estratégicos, lo que podría

afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Adicionalmente, los mercados financieros y de valores en Sudamérica son influenciados en diferentes grados por las condiciones económicas y de los mercados de otros países. Aunque las condiciones económicas son diferentes en cada país, la reacción del inversionista a los eventos en un país puede tener un efecto de contagio significativo en los títulos de emisores en otros países, incluyendo Chile. Los mercados financieros y de valores en Chile pueden verse adversamente afectados por eventos en otros países, los que pueden afectar el valor de nuestros títulos.

Una crisis financiera permanente en Argentina o una devaluación más profunda del peso argentino podría tener un efecto adverso en nuestra deuda.

El peso argentino sufrió una fuerte devaluación frente al dólar norteamericano durante 2014. Debido a la caída del valor del peso argentino con respecto a monedas extranjeras, el gobierno argentino ha puesto en práctica políticas para limitar las compras de dólares. El argentino Banco Central elevó la tasa de interés de referencia, que aumentó el costo de financiamiento para los bancos y por lo tanto para empresas del sector privado. Aunque recientemente se ha desacelerado el ritmo de la devaluación del peso argentino frente al dólar, el aumento de los intereses pagados sobre depósitos ha sido insuficiente para compensar los aumentos de la inflación. La devaluación del peso argentino puede continuar en los años 2015 y futuros

Si la economía de Argentina fuera considerada como hiperinflacionaria, se utilizaría un índice general de precios para representar los montos relacionados a las filiales en este país en los estados financieros según lo establecido en IAS 29 "Información Financiera en Economías Hiperinflacionarias". Los montos informados en periodos anteriores serán reexpresados aplicando el índice general de precios para que los estados financieros entre los periodos presentados sean comparativos.

En 2014, el sector bancario argentino aumentó las tasas de interés sobre los préstamos y acorta los plazos de vencimiento. Liquidez en el mercado de derivados argentino también se deterioró, que limitan el acceso a swaps de deuda denominados en pesos argentino en otras monedas. La deuda de la compañía denominada en pesos argentino es, consecuentemente, expuesta a mayor devaluación del peso argentino.

Clasificación crediticia soberana de Argentina también se deterioró en 2014, basado en datos de mercado e informes de las agencias de calificación crediticia. El costo del seguro de los bonos soberanos, medido por los "swaps" de deuda

se incrementó en 2014 a 29,9 % desde 16,5 %, lo que indica una creciente probabilidad de situaciones crediticias de gran dificultad. La Clasificación de la deuda soberana de Argentina fue rebajada de “CCC” - a “Default Selectivo” por norma de Standard & Poor’s. y de “CC” a “Default Restringido” por Fitch. Moody’s mantuvo la clasificación de deuda de moneda extranjera a largo plazo en “Ca”, pero con perspectiva negativa. Un deterioro adicional de la economía argentina podría afectar de manera adversa nuestro resultado operacional y condición financiera.

Ciertas economías sudamericanas se han caracterizado históricamente por la frecuente y, ocasionalmente, drásticas medidas intervencionistas de las autoridades estatales, incluyendo las expropiaciones, lo que puede afectar de manera adversa el negocio y resultados financieros.

Las autoridades gubernamentales han modificado las políticas monetarias, crediticias, tarifarias, tributarias y otras, con el objeto de influir en el rumbo de las economías de Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En una menor medida el gobierno chileno también ha ejercido y continúa ejerciendo una influencia importante sobre diversos aspectos del sector privado, lo cual puede resultar en cambios en la política económica o en otras políticas. Por ejemplo, en septiembre de 2014 el gobierno chileno aprobó un aumento progresivo del impuesto sobre la renta corporativa. Estas actuaciones gubernamentales, en estos países Sudamericanos han significado la aplicación de controles salariales, tarifarios y de precios y otras medidas intervencionistas, tales como expropiaciones o nacionalizaciones. Por ejemplo, Argentina congeló las cuentas bancarias e impuso restricciones a los capitales en 2001, nacionalizó el sistema privado de fondos de pensiones en 2008, usó las reservas de la Tesorería Argentina en el Banco Central para amortizar deuda con vencimiento en 2010 y expropió el 51 % de Repsol en YPF en 2012 e impuso control sobre el tipo de cambio, que limitó el acceso argentino a divisas extranjeras. En 2010, Colombia impuso un impuesto al patrimonio para financiar la reconstrucción para reparar los daños producidos por una grave inundación lo que tuvo como resultado un devengamiento que debió ser contabilizado en enero de 2011, por los impuestos a ser pagaderos en el periodo 2011 – 2014.

Los cambios realizados en las políticas de estas autoridades gubernamentales y monetarias con respecto a las tarifas, los controles cambiarios, las regulaciones y la tributación, podría reducir la rentabilidad de la compañía. La inflación, devaluación, inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, podría también reducir en la rentabilidad. Cualquiera de estos escenarios podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

El negocio eléctrico está expuesto a riesgos que surgen de desastres naturales, accidentes catastróficos y actos de terrorismo que podrían afectar de manera adversa las operaciones, utilidades y flujo de caja.

Las instalaciones principales incluyen plantas generadoras, activos de transmisión y distribución, gasoductos, terminales y plantas re gasificadoras de GNL, naves contratadas para transportar y almacenar GNL. Las instalaciones pueden sufrir daños por terremotos, inundaciones, incendios y otros desastres catastróficos causados por la naturaleza o accidentes humanos, como también actos de terrorismo. Un evento catastrófico podría ocasionar interrupciones en nuestro negocio, reducciones significativas de nuestros ingresos debido a una menor demanda o costos adicionales significativos no cubiertos por las cláusulas de los seguros por interrupciones del negocio. Puede haber retrasos entre la ocurrencia de un accidente significativo o un evento catastrófico y el reembolso definitivo de las pólizas de seguro, que normalmente contemplan un deducible y están sujetos a montos máximos por siniestro.

Como un ejemplo, el 27 de febrero de 2010, Chile sufrió un terremoto mayor, con una magnitud de 8,8 en la escala de Richter, en la Región del Biobío, seguido de un tsunami muy destructivo. Las plantas generadoras Bocamina y Bocamina II, que están ubicadas cerca del epicentro, experimentaron daños significativos como consecuencia del terremoto.

Endesa Chile está sujeta a riesgos de financiamiento, tales como aquellos asociados con el financiamiento de nuevos proyectos y gastos de capital y riesgos relacionados con el refinanciamiento de la deuda por vencer; también está sujeta al cumplimiento de obligaciones de la deuda, todo lo cual podría afectar adversamente su liquidez

Al 31 de diciembre de 2014, la deuda financiera de Endesa Chile totalizó \$2.117 mil millones.

La deuda financiera tenía el siguiente calendario de vencimientos:

- \$291 mil millones en 2015;
- \$216 mil millones en el periodo 2016 – 2017;
- \$228 mil millones en el periodo 2018 – 2019; y
- \$1.382 mil millones más adelante.

Abajo se encuentra un desglose por país de la deuda financiera que vence en 2015:

- \$147 mil millones para Chile;
- \$91 mil millones para Colombia;
- \$29 mil millones para Argentina; y
- \$24 mil millones para Perú.

Algunos de los contratos de deuda están sujetos a (1) cumplimiento de ratios financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento, (4) eventos de prepago obligatorio por incumplimiento de condiciones contractuales y (5) ciertas cláusulas de cambio de control y por fusiones o desinversiones significativas, entre otras disposiciones. Una porción significativa del endeudamiento financiero de la compañía está sujeta a condiciones de incumplimiento cruzado, con distintas definiciones, criterios, umbrales de materialidad, y aplicabilidad en términos de las filiales que pueden dar origen a un incumplimiento cruzado.

En el caso que Endesa Chile o sus filiales incumplan en alguna de estas disposiciones significativas, sus acreedores y tenedores de bonos pueden exigir el pago inmediato, y alguna porción de la deuda podría llegar a ser vencida y exigible. Por ejemplo, el 31 de diciembre de 2014, la filial argentina El Chocón no cumplió con una prueba de ratio de cobertura de gastos financieros (Ebitda /gastos financieros) que tenía como requerimiento en un contrato de préstamo con el Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú que vencerá en febrero de 2016. El Chocón ya ha experimentado dificultades para cumplir con este requisito varias veces en el pasado y ha obtenido exenciones del cumplimiento de sus prestamistas. En la fecha en que se realiza esta memoria, se está en conversaciones con los acreedores, y El Chocón no ha recibido waivers o notas para su más reciente fracaso de cumplir con este ratio. Si los prestamistas deciden declarar un evento por default y acelerar el préstamo, 18,5 millones de dólares de capital e intereses serían inmediatamente vencidos y pagadero de este préstamo. Debido a una aceleración cruzada de otros préstamos de El Chocón, \$21 mil millones adicionales también se acelerarían y El Chocón se declararía en bancarrota.

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

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

A la fecha del presente informe, Argentina continúa siendo el país con el más alto riesgo de refinanciamiento. Al 31 de diciembre de 2014, la deuda financiera con terceros de las filiales argentinas alcanzó los \$73 mil millones. En la medida que los temas fundamentales que se refieren al sector eléctrico local se mantienen sin solución, nosotros renovaremos nuestra deuda argentina, pendiente de pago, en la medida que tenemos la habilidad para hacerlo. Si los acreedores de la compañía no estuviesen dispuestos a renovar la deuda al vencimiento y no existiera la posibilidad de refinanciar esas obligaciones, podríamos caer en incumplimiento en esa deuda.

La incapacidad para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o refinanciar la deuda existente podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

Es posible que la compañía no sea capaz de efectuar inversiones, alianzas o adquisiciones apropiadas

De manera continua la compañía verifica las perspectivas de adquisiciones que puedan aumentar su cobertura de mercado o complementar los negocios existentes, aunque no se puede asegurar que será capaz de identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controla es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, y que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si se lleva a cabo una adquisición, podría resultar en que se incurra en deuda importante y asumir obligaciones desconocidas, la potencial pérdida de empleados clave, gastos de amortización relacionados con activos tangibles y la distracción de la administración de otras preocupaciones del negocio. Adicionalmente, cualquier retraso o dificultades encontradas en relación con la adquisición y la integración de operaciones múltiples, podría tener un efecto adverso en el negocio, condición financiera o resultado de las operaciones.

Puesto que el negocio de generación depende en gran medida de las condiciones hidrológicas, las condiciones de sequía pueden perjudicar la rentabilidad

Aproximadamente el 55% de la capacidad instalada de generación consolidada en 2014 fue hidroeléctrica. Por lo tanto, condiciones hidrológicas extremas pueden afectar el negocio y pueden causar un efecto adverso sobre los resultados y condición financiera. En los últimos años, la hidrología regional se ha visto afectada por dos fenómenos climáticos – “El Niño” y “La Niña” – que influyen la regularidad de la lluvia y pueden llevar a sequías.

Durante los periodos de sequía, las centrales térmicas, incluyendo las instalaciones que utilizan gas natural,

petróleo o carbón, se despachan con mayor frecuencia. Los gastos de operación en las plantas térmicas pueden ser considerablemente más altos que los de las plantas hidroeléctricas. Los gastos operacionales aumentan durante estos periodos y, dependiendo de los compromisos comerciales, es posible tener que realizar compras de electricidad en el mercado spot con el fin de cumplir con las obligaciones contractuales. El costo de estas compras de electricidad puede superar el precio al de venta de la electricidad contratada, ocasionando pérdidas por esos contratos.

Las normas gubernamentales pueden afectar adversamente el negocio.

Estamos sujetos a extensas regulaciones de tarifas que se aplican a los clientes de la compañía y a otros aspectos del negocio, y estas regulaciones pueden tener un impacto adverso en la rentabilidad. Por ejemplo, el Gobierno chileno puede imponer un racionamiento eléctrico durante condiciones de sequía o durante fallas prolongadas en las centrales. Durante el racionamiento, si la compañía no puede generar la electricidad suficiente para cumplir con sus obligaciones contractuales, posiblemente se vería obligada a comprar electricidad en el mercado al precio spot, puesto que incluso una sequía severa no la libera de sus obligaciones contractuales como un evento de fuerza mayor. El precio spot puede ser significativamente mayor que los costos de generación eléctrica y puede alcanzar el nivel del “costo de falla” que fija la Comisión Nacional de Energía (CNE). Este “costo de falla” que se actualiza cada seis meses por la CNE, es la cuantificación del precio que pagarían los usuarios finales por un MWh adicional bajo condiciones de racionamiento. Si la compañía no tiene la capacidad de comprar la electricidad suficiente en el mercado spot para satisfacer sus obligaciones contractuales, tendría que compensar a sus clientes regulados por la electricidad que no pudo suministrar al precio racionado. Periodos de racionamiento pueden presentarse en el futuro y consecuentemente, sus filiales generadoras pueden verse obligadas a pagar penalidades regulatorias si esas filiales fallan en la provisión del adecuado servicio de acuerdo a sus obligaciones contractuales. Políticas de racionamiento importantes impuestas por las autoridades regulatorias en cualquiera de los países en los que opera la compañía, podrían afectar de manera adversa el negocio, los resultados de la operación y la condición financiera.

Las regulaciones eléctricas establecidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que opera Endesa Chile puede afectar la capacidad de sus empresas de generación (tales como Endesa Costanera, en Argentina) para obtener los ingresos suficientes para atender sus costos.

La incapacidad de una compañía del grupo consolidado de compañías para obtener los ingresos suficientes para

cubrir sus costos operacionales puede afectar la capacidad de la compañía afectada para operar como una empresa en marcha y puede, de otra manera, tener un efecto adverso en el negocio, activos, resultados operacionales y las operaciones.

Adicionalmente, a menudo, tanto las autoridades administrativas como legisladores de los países en los que opera la compañía, hacen propuestas de cambio al marco regulatorio. De aprobarse dichos cambios, ellos podrían tener un efecto adverso e importante en nuestro negocio. Por ejemplo, en 2005 hubo un cambio en el Código de Aguas chileno, en el que se estableció el pago de una patente por los derechos de agua concedidos y que no son utilizados.

El desarrollo y rentabilidad del negocio podrían verse afectado negativamente si se niegan los derechos de agua o si se otorgan concesiones de agua con duración limitada.

Aproximadamente el 55% de la capacidad instalada de la compañía en Chile es hidroeléctrica. La expansión de esta tecnología o eventualmente la modificación de proyectos puede estar supeditada a que el Estado otorgue los derechos de agua que se requieran, lo que no ocurre en todos los casos.

Por ejemplo, con ocasión de una optimización del proyecto hidroeléctrico HidroAysén éste se rediseño para reducir el área a inundar en casi el 80% en comparación con el diseño original. Para lograr esta optimización, se requería de mayores volúmenes de agua de los ríos Pascua y Backer. En consecuencia, con el objetivo de optimización, se solicitaron derechos de agua adicionales. En enero de 2015, la Dirección General de Aguas negó aproximadamente el 92% de los derechos de agua adicionales solicitados en la cuenca del río Baker y aproximadamente el 70% de los solicitados en la cuenca del río Pascua. Ante la incertidumbre de recuperar la inversión realizada hasta ahora, esta inversión no se encuentra en el portafolio inmediato de los proyectos de Endesa Chile. En consecuencia, la Compañía registró una pérdida por deterioro de \$69.066 millones con respecto a HidroAysén en el cuarto trimestre de 2014.

Por otra parte, en el Congreso chileno se está discutiendo actualmente una reforma al Código de Agua. Esta reforma considera un régimen de concesiones para el uso del agua acotado en el tiempo. Las concesiones por el uso del agua estarían limitadas a un máximo de 30 años, renovables en la medida que el agua objeto de esa concesión esté efectivamente siendo utilizada. La reforma plantea también que las concesiones para uso no consuntivo del agua que se otorguen a partir de su publicación, caducarán si dentro de un plazo de ocho años aún no son efectivamente utilizadas. Asimismo, se contempla que los derechos concedidos y no

utilizados caducarán en un lapso de catorce años, plazo que se contará a partir de enero de 2006 para la mayoría de los derechos que posee Endesa Chile y que no son aún utilizados.

En definitiva, limitaciones en los derechos de agua actuales, la necesidad de derechos adicionales de agua o la derogación del actual régimen jurídico de los derechos de agua podrían tener un efecto adverso material en los proyectos de desarrollo hidroeléctrico y la rentabilidad.

Las autoridades regulatorias pueden imponer multas a las filiales, lo que podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

El negocio eléctrico puede estar sujeto a multas regulatorias en los cinco países en que opera la firma, producto de cualquier incumplimiento de los reglamentos vigentes, incluyendo una falla en el suministro de energía. En Chile, dichas multas pueden ser impuestas hasta por un máximo de 10.000 Unidades Tributarias Anuales (UTA), o \$ 5,2 mil millones, utilizando en cada caso el valor de la UTM, la UTA y las tasas de cambio al 31 de diciembre de 2014. En Perú las multas pueden alcanzar un máximo de 1.400 Unidades Impositivas Tributarias (UIT), o \$ 1.080 millones usando las tasas al 31 de diciembre de 2014; en Colombia, las multas pueden ser impuestas hasta por un máximo de 2.000 Salarios Mínimos Mensuales, o \$ 312 millones usando el Salario Mínimo Mensual y el tipo de cambio al 31 de diciembre de 2014. En Argentina no hay límite máximo para estas multas.

Las filiales de generación están supervisadas por los entes regulatorios locales y pueden quedar afectas a estas multas si, en la opinión del ente regulatorio, las fallas operacionales que afectan el normal suministro de energía al sistema son de responsabilidad de la compañía. Por ejemplo, cuando los distintos agentes no se coordinan apropiadamente con el operador del sistema. También, las filiales pueden ser requeridas de pagar multas o de compensar a los clientes si esas subsidiarias no son capaces de suministrarles electricidad a ellos, aún si la falla se debe a fuerzas que están fuera de nuestro control.

Por ejemplo, en septiembre de 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) chilena impuso multas a Endesa Chile y Pehuenche de 1.667 UTA (\$ 864 millones aproximadamente), debido a un apagón que tuvo lugar en la Región Metropolitana en marzo de 2010. Para mayor información sobre las multas, por favor refiérase a la Nota 36 de nuestros Estados Financieros Consolidados.

Para cumplir con las obligaciones de pago se depende en parte de los pagos de las filiales, empresas de administración conjunta y afiliadas.

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

Históricamente la compañía ha sido capaz de acceder a los flujos de caja de sus filiales chilenas, pero no siempre ha tenido la capacidad de acceder al flujo de caja de sus filiales no chilenas, debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, consideraciones económicas y restricciones de crédito.

Los resultados operacionales futuros fuera de Chile pueden continuar estando sujetos a mayor incertidumbre económica y política que aquella que se ha experimentado en Chile, reduciendo por lo tanto la probabilidad de ser capaces de confiar en los flujos de efectivo de las operaciones de aquellas entidades para el pago de la deuda.

Límites sobre los dividendos y otras restricciones legales. Algunas de las filiales fuera de Chile están sujetas a exigencias de reservas legales y otras restricciones para el pago de dividendos. También, otras restricciones legales como control de divisas pueden limitar la capacidad de las filiales y asociadas para pagar dividendos, y hacer amortizaciones de créditos u otras distribuciones a la compañía. Adicionalmente, la capacidad de cualquiera de las filiales que no son de propiedad exclusiva para entregarnos efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de las filiales pueden verse obligadas por autoridades locales a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, cualquiera de las filiales podría, en ciertas circunstancias, verse impedida para entregar efectivo a la compañía.

Restricciones contractuales. Restricciones para la distribución de dividendos incluidos en algunos convenios de crédito de las filiales Endesa Costanera y El Chocón, pueden impedir el pago de dividendos u otras distribuciones a los accionistas si no están en cumplimiento de ciertos ratios financieros. En general, los convenios de crédito prohíben hacer cualquier tipo de distribución si hay en curso un evento de incumplimiento.

Resultados operacionales de las filiales. La capacidad de las filiales y asociadas para pagar dividendos, amortizaciones de créditos o efectuar otras distribuciones a Endesa Chile

está limitada por sus resultados operacionales. En la medida en que las necesidades de caja de cualquiera de las filiales de la firma superan su caja disponible, dicha filial no podrá disponer de efectivo para entregar.

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

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

Las monedas de los países sudamericanos en que Endesa Chile y sus filiales opera ha estado sujeta a grandes depreciaciones y apreciaciones con respecto al dólar y pueden tener importantes fluctuaciones en el futuro. Históricamente, una parte importante de la deuda consolidada de la compañía ha estado denominada en dólares. Aunque una parte sustancial de sus ingresos está vinculada al dólar, generalmente ha estado y continuará estando expuesto de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases temporales y otras limitaciones para ajustar las tarifas de la compañía al dólar.

En los países donde los flujos de caja operacionales están denominados en la moneda local, la compañía procurará mantener la deuda en la misma moneda, pero, debido a las condiciones del mercado puede que no sea posible hacerlo. El ejemplo más importantes es en Argentina, donde la mayoría de la deuda está denominada en dólares mientras que los ingresos están mayoritariamente en pesos argentinos. Debido a esta exposición, la caja generada por las filiales puede disminuir sustancialmente cuando las monedas locales se devalúan respecto del dólar. La volatilidad futura de las tasas de cambio de las monedas en que la compañía recibe los ingresos o en las que incurre en gastos, puede afectar la condición financiera y los resultados operacionales.

Al 31 de diciembre de 2014, la deuda consolidada de Endesa Chile era de \$2.117 mil millones (neta de instrumentos de cobertura cambiaria). De este monto, \$811 mil millones, o el 38%, estaba denominado en dólares y \$313 mil millones, en pesos chilenos, o el 15% estaba denominada en pesos chilenos. Al 31 de diciembre de 2014, la deuda consolidada en moneda extranjera (distinta de los dólares y los pesos chilenos) incluía el equivalente de:

- \$954 mil millones en pesos colombianos;
- \$ 29 mil millones en pesos argentinos; y
- \$10 mil millones en soles peruanos.

Estas cantidades totalizan \$993 mil millones en monedas distintas del dólar o del peso chileno.

Para el periodo de doce meses terminado el 31 de diciembre de 2014, nuestro flujo de caja operacional alcanzó a \$817 mil millones (antes de ajustes de consolidación), de los cuales:

- \$365 mil millones, o el 45%, se generaron en Colombia
- \$248 mil millones, o el 30%, se generaron en Chile;
- \$131 mil millones, o el 16%, se generaron en Perú; y
- \$73 mil millones, o el 9%, se generaron en Argentina.

Litigios

En la actualidad, la compañía está involucrada en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras, y continuará estando sujetos a litigios futuros que podrían tener consecuencias adversas sustanciales para el negocio.

Por ejemplo, en agosto de 2014, la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA) multó a Endesa Chile con 8.640 UTA (aproximadamente \$4,5 mil millones) por presuntas faltas ambientales relacionadas con la central termoeléctrica Bocamina II. La firma apeló a la multa, la cual está actualmente pendiente. Nuestra condición financiera o resultados de la operación podrían verse afectados de manera adversa si no tenemos éxito en la defensa de este litigio o de otras demandas que se interpongan en contra nuestra.

Los valores de los contratos de suministro de energía a largo plazo de las filiales de generación están sujetas a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertas materias primas y a otros factores.

Endesa Chile tiene una exposición económica a las fluctuaciones de precio de mercado de ciertas materias primas por causa de los contratos de ventas de energía a largo plazo que ha celebrado. La compañía y sus filiales tienen obligaciones importantes en virtud de contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo. Los precios de estos contratos están indexados al precio de diferentes materias primas, tasas de cambio, inflación y al precio de mercado de la electricidad. Cambios adversos de estos índices podrían reducir las tarifas que Endesa Chile aplica en razón de estos contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y situación financiera.

Los accionistas controladores pueden tener conflictos de interés relacionados con nuestro negocio

Enel es dueña del 60,6 % del capital accionario de Enersis, y Enersis es dueña del 60,0 % del capital accionario de Endesa Chile. Los accionistas controladores de Endesa Chile tienen la autoridad de determinar el resultado de la mayor parte de los temas importantes que requieren el voto de los accionistas, tales como la elección de la mayoría de los directores y, sujeto

a ciertas restricciones contractuales y legales, la distribución de los dividendos. Enel también puede ejercer influencia sobre las operaciones y estrategia de negocio de Endesa Chile. Sus intereses pueden en algunos casos diferir de los intereses de los otros accionistas de Endesa Chile. Enel realiza sus actividades comerciales en el ámbito de las energías renovables en Sudamérica a través de Enel Green Power S.p.A., en el que Endesa Chile no tiene participación accionaria.

La regulación ambiental en los países en los que opera Endesa Chile y otros factores pueden causar retrasos o impedir el desarrollo de nuevos proyectos así como aumentar los gastos de explotación y gastos de capital

Las filiales operativas están sujetas a la regulación ambiental, la cual, entre otras cosas, exige que se realicen estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que se obtengan permisos de las entidades regulatorias tanto locales como nacionales. La aprobación de estos estudios de impacto ambiental puede tomar tiempos más largos que los originalmente planeados, y también puede ser retenida por las autoridades gubernamentales. Comunidades locales, étnicas o activistas medioambientales, entre otros, pueden intervenir en el proceso de aprobación para retrasar o impedir el desarrollo de los proyectos. Ellos pueden también procurar actuaciones judiciales u otras acciones, con consecuencias negativas.

Las regulaciones medioambientales para la capacidad de generación actual y futura pueden llegar a ser más estrictas, requiriendo mayores inversiones de capital. Por ejemplo, el Decreto N°13 del Ministerio del Medioambiente chileno, promulgado en enero de 2011, y publicado en junio de 2011, definió estándares de emisión para las plantas térmicas más estrictos que deben ser cumplidos entre 2014 y 2016 y estándares más estrictos para nuevas instalaciones o capacidad adicional en las existentes. En septiembre de 2014, el gobierno chileno promulgó la Ley N°20.780, que estableció un impuesto anual a las emisiones de contaminantes producidos por fuentes fijas que usen calderas y turbinas, para instalaciones a partir de 50MW térmicos de capacidad. La ley, que aplica a prácticamente a toda la generación convencional térmica del país, entrará en vigencia en el año 2017.

Además de los temas medioambientales, hay otros factores que pueden afectar adversamente la capacidad de construir nuevas instalaciones o para completar a tiempo los proyectos actualmente en desarrollo, incluyendo retrasos en la obtención de las autorizaciones de los entes regulatorios, escasez o incrementos en los precios de los equipos, materiales o de la obra de mano, huelgas, condiciones climáticas adversas, desastres naturales, accidentes y otros eventos imprevistos. Tales dificultades podrían impactar negativamente nuestros resultados de operaciones y condición financiera.

Retrasos o modificaciones a cualquiera de los proyectos propuestos o en las leyes y reglamentos pueden cambiar o ser interpretados de tal forma que pudiera afectar de manera adversa nuestras operaciones o nuestros planes para las compañías en las cuales tenemos inversiones, lo que podría afectar de manera adversa nuestros resultados de operaciones o condición financiera.

El negocio puede ser adversamente afectado por decisiones judiciales sobre resoluciones de calificación ambiental para proyectos eléctricos en Chile

Los plazos de las resoluciones de calificación ambiental para proyectos de generación y transmisión eléctrica en Chile se han más que duplicado, debido primariamente a las decisiones judiciales contra esos proyectos, oposición medioambiental y crítica social, lo cual despierta dudas respecto de la capacidad de estos proyectos de obtener esas aprobaciones e incrementa la incertidumbre para invertir en proyectos de generación y transmisión en el país. Esa incertidumbre está forzando a las compañías a reevaluar sus estrategias de negocios dado que el retraso en la construcción de los proyectos de generación y transmisión eléctrica puede resultar en problemas de abastecimiento en los próximos cinco o seis años. Si una planta dentro del sistema deja de operar de forma imprevista, la compañía puede experimentar disminuciones en el suministro del sistema, lo que podría llevar a cortes de energía. Tales dificultades podrían impactar negativamente los resultados de operaciones y condición financiera.

Los proyectos de centrales generadoras pueden encontrar oposición significativa de distintos grupos lo que puede retrasar su desarrollo, aumentar costos e implicar un daño en la reputación de la empresa frente a distintas partes relacionadas, incluidos sus accionistas.

La reputación de Endesa Chile es el fundamento de la relación con los accionistas principales y otros grupos de apoyo. Si la compañía no tiene la capacidad de administrar efectivamente o percibir problemas que pudieran afectar negativamente la actitud de la opinión pública, sus resultados la operación y su condición financiera podrían verse afectados.

El desarrollo de nuevas centrales generadoras puede encontrar oposición de parte de diversos grupos interesados, tales como grupos étnicos, grupos medioambientalistas, propietarios de tierras, granjeros, comunidades locales y partidos políticos, entre otros, los cuales podrían afectar la reputación de la compañía y su nombre. Por ejemplo, desde diciembre 2013 el proyecto Bocamina II ha encontrado importante oposición de parte de los sindicatos de pescadores locales que afirman que es perjudicial para la vida marina y provoca la contaminación,



que se tradujo en el cierre temporal de la planta de energía. Aunque la Corte Suprema de Chile rechazó la demanda, la planta de energía ha permanecido desconectada, pendiente de una nueva resolución de calificación ambiental como consecuencia directa de la reclamación. Asimismo, el proyecto hidroeléctrico El Quimbo en Colombia enfrenta constantes demandas sociales que han retrasado la construcción y el aumento de los costos. Del 27 de abril de 2014 a 12 de mayo de 2014, una huelga nacional agrícola involucrar a las comunidades cercanas al proyecto bloquearon carreteras y ocuparon tierras vecinas. Protestas adicionales durante 2014 bloquearon la entrada a la obra de construcción del viaducto de Balseadero y la preparación de la cuenca del embalse.

La operación de las actuales centrales térmicas también puede afectar el nombre frente a grupos de apoyo debido a las emisiones tales como material particulado, dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, los que podrían afectar adversamente el medioambiente.

El perjuicio a la reputación de la compañía puede ejercer una presión considerable sobre los reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, y, en último término, llevar a que los proyectos y las operaciones no se desarrollen de manera óptima, ocasionar una caída del valor de las acciones,

y provocar dificultades para atraer o retener a buenos empleados, todo lo cual puede resultar en un perjuicio.

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

Un gran porcentaje de los empleados de Endesa Chile y sus filiales son miembros de sindicatos que tienen convenios de negociación colectiva, los que necesitan ser renovados de manera regular. El negocio, condición financiera y resultados operacionales podrían verse adversamente afectados en caso de no alcanzar acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan tales empleados, o por un acuerdo con un sindicato de trabajadores que contenga condiciones que la compañía considere desfavorables. Las leyes de varios de los países en los que opera la compañía establecen mecanismos legales para que las autoridades judiciales impongan un convenio laboral si las partes no son capaces de alcanzar un acuerdo, lo cual puede incrementar costos más allá de lo presupuestado.

Adicionalmente, algunos de los empleados tienen habilidades altamente especializadas y ciertas acciones tales como huelgas, abandono de funciones, suspensiones,

por estos empleados podrían impactar negativamente el desempeño operacional y financiero, así como nuestra reputación.

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

La compañía depende de los sistemas de tecnología de la información, comunicación y procesos (colectivamente, “sistemas IT”) para operar nuestros negocios, la falla de los cuales podría afectar adversamente la condición financiera y resultados operacionales.

Los sistemas IT son todos vitales para que las filiales de generación puedan monitorear la operación de las plantas, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a los clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con los objetivos y estándares de servicio. Fallas operacionales temporales o de larga duración de cualquiera de estos sistemas IT podría tener un efecto material adverso en los resultados operacionales. Adicionalmente, ataques cibernéticos pueden tener un efecto adverso sobre la imagen de la compañía y su relación con la comunidad.

En los últimos años se han intensificado los ataques cibernéticos globales sobre los sistemas de seguridad, las operaciones de tesorería y los sistemas IT. La compañía está expuesta a ataques de terroristas cibernéticos que apunten a dañar los activos a través de las redes computacionales, espionaje cibernético en procura de información estratégica que puede ser beneficiosa para terceras partes, y robo cibernético de información confidencial y reservada, incluyendo información de los clientes. En 2014, la compañía sufrió dos ataques cibernéticos que han perpetrado por un grupo ciberterrorista, incidiendo en sitios web públicos en Chile, Argentina, Colombia y Perú. En uno de los casos, el ataque dio lugar a una interrupción del servicio de 90 minutos.

Endesa Chile confía en los sistemas de transmisión eléctrica que no son de su propiedad ni controla. Si estas instalaciones no proveen un servicio de transmisión adecuado, puede impedir la entregar la energía a los clientes finales.

Para entregar la electricidad que vende, Endesa Chile depende de sistemas de transmisión de propiedad de otra empresa no relacionada y operada de forma independiente. Esta dependencia expone a la compañía a severos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, se puede quedar impedido de vender y entregar la electricidad. Si la infraestructura de transmisión

de energía en una región es inadecuada, pueden hacerse insuficientes la recuperación de los costos de venta y la utilidad. Si se impone una norma de regulación de precios de transmisión restrictiva, las compañías de transmisión sobre las que se apoya Endesa Chile, pueden no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente las operaciones y resultados financieros. En la actualidad, la construcción de nuevas líneas de transmisión está tomando más tiempo que en el pasado, principalmente, debido a nuevas exigencias sociales y ambientales que están creando incertidumbre acerca de la probabilidad de completar los proyectos.

El 24 de septiembre de 2011, cerca de diez millones de personas localizadas en la zona central de Chile experimentaron un apagón (que afectó a más de la mitad de los chilenos), debido a una falla en la subestación Ancoa de Transelec. La falla produjo la interrupción de la línea de 500 kV, de doble circuito del SIC (Sistema Interconectado Central de Chile), y la subsecuente falla del sistema computacional de recuperación remota usada por el CDEC para operar la red. Esta interrupción del servicio, que se extendió por dos horas, dejó en evidencia la fragilidad del sistema de transmisión y la necesidad de aumentar las inversiones en la expansión de la red para hacer mejoras tecnológicas para aumentar la confiabilidad del sistema de transmisión.

Cualquiera de esas fallas podría interrumpir el negocio, lo que podría afectar de manera adversa los resultados operacionales y condición financiera.

La relativa falta de liquidez y la volatilidad de los mercados de valores chilenos podrían afectar negativamente el precio de las acciones ordinarias y de los ADS.

Los mercados de valores chilenos son sustancialmente más pequeños y menos líquidos que los principales mercados de valores en los Estados Unidos. Adicionalmente, los mercados de valores chilenos pueden verse afectados significativamente por eventos en otros mercados emergentes. La escasa liquidez del mercado chileno puede perjudicar la capacidad de los titulares de ADS de vender en el mercado chileno las acciones ordinarias retiradas del programa ADS, en la cantidad, precio y momento en que quisieran hacerlo.

Las demandas presentadas en contra de Endesa Chile fuera de los países de Sudamérica o los reclamos en contra que se basan en conceptos legales extranjeros pueden no tener éxito.

Todos los activos de Endesa Chile se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos los directores salvo uno y todos los

ejecutivos superiores están domiciliados fuera de los Estados Unidos y la mayor parte de sus activos se encuentran también fuera de los Estados Unidos. Si cualquier accionista fuera a presentar una demanda en los Estados Unidos en contra de los directores, ejecutivos superiores o expertos, puede ser difícil para ellos llevar a cabo un proceso legal dentro de los Estados Unidos en contra de estas personas y puede ser difícil para ellos hacer cumplir, en los tribunales de los Estados Unidos o de Chile, una sentencia dictada en los Estados Unidos basada en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales sobre valores de los Estados Unidos. Adicionalmente, existen dudas respecto de si pudiese levantarse una acción con éxito en Chile con respecto a la responsabilidad, basada únicamente en las disposiciones de responsabilidad civil de las leyes federales de valores de Estados Unidos.





Argentina

Estructura de la Industria

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

Originalmente, el sector de generación estaba organizado en una base competitiva (marginalismo), con generadores independientes que vendían su energía en el mercado spot del MEM o, a través de contratos privados, a clientes en el mercado de contratos del MEM, o a la “Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista, S.A.” (CAMMESA), a través de transacciones especiales como contratos bajo la Resolución S.E. N°220/2007 y Resolución S.E. N°724/2008. Sin embargo, este régimen cambió sustancialmente en marzo de 2013, cuando la Secretaría de Energía aprobó la Resolución S.E N° 95/2013, la cual establece un esquema de remuneración para la generación basada en los costos medios, obligando a entregar a CAMMESA toda la energía producida. Este nuevo esquema remuneratorio entró en vigencia el mes de Febrero de 2013.

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

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

En 2002, debido a la contracción económica que afectó al país, se dictó la Ley N°25.561, de Emergencia. La Ley rompió la paridad con el dólar norteamericano e impuso la conversión a pesos argentinos de las obligaciones y derechos asumidos antes en la moneda estadounidense. Esta forzada conversión nominal de dólares a pesos tuvo un fuerte impacto en toda la industria eléctrica argentina. Adicionalmente, el Gobierno fue aprobando diversas medidas regulatorias que intervinieron paulatinamente el desarrollo de la industria. La Ley de Emergencia ha sido objeto de sucesivas prorrogas y en función de la última, aprobada mediante la Ley N°26.896, tendrá vigencia hasta el 31 de diciembre de 2015. La pesificación y devaluación de la economía obligó a la renegociación de todos los contratos de concesión. En concreto, en el sector de distribución y en el seno de la compañía participada “Empresa Distribuidora de Energía del Sur, S.A.” (Edesur), en 2006 se firmó con el Gobierno un Acta de Acuerdo de Renegociación Contractual, que posteriormente fue ratificada mediante el Decreto PEN N° 1959/2006, la cual permitiría adecuar gradualmente sus ingresos tarifarios de forma de garantizar la sostenibilidad del negocio. La implementación de este acuerdo quedó paralizado desde 2008 y hasta este mismo ejercicio de 2013, como más adelante detallaremos.

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

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

Regulación en Empresas de Generación

La regulación de las empresas de generación ha sufrido importantes variaciones desde su puesta en marcha por la Ley 24.065 hasta la Resolución S.E N° 95/2013. De acuerdo con la citada Ley, todos los generadores agentes del MEM deben estar conectados al SIN (Sistema Interconectado Nacional) y están obligados a cumplir con la orden de despacho para generar y entregar energía, en orden a ser vendida en el mercado spot y en el mercado a término (MAT). Las empresas de distribución, comercializadores, y grandes clientes que han suscrito contratos de suministro privados con las empresas de generación, pagan el precio contractual directamente al generador y también pagan un peaje a la empresa de transmisión y de distribución por el uso de sus sistemas.

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

Las resoluciones aprobadas a raíz de la Ley de emergencia, tuvieron un significativo impacto en los precios de la energía. Entre las medidas implementadas destaca principalmente la Resolución SE 240/2003, que modificó la manera de fijar el precio spot al desvincular el cálculo de los costos marginales de operación. La Resolución SE N° 240/2003 tiene por objeto evitar la indexación de precios vinculado al dólar y, a pesar de que el despacho de la generación se basa aún en los combustibles reales utilizados, el cálculo del precio spot se calcula sobre la base de disponibilidad absoluta de gas para satisfacer la demanda, aun en circunstancias en las que muchos generadores lo hacían con combustible alternativo, como el diesel, debido a la dificultad de suministro de gas natural. El valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. La Resolución también establece un límite en el precio spot de 120 Ar\$/MWh, que sigue vigente. Los costos variables reales de las unidades térmicas que queman combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través del mecanismo denominado Sobrecostos Transitorios del Despacho (STD).

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

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

En 2012, en el marco de los acuerdos alcanzados con el Gobierno para permitir el desarrollo de operaciones de nuestras sociedades filiales en Argentina, el 12 de octubre de 2012, Costanera suscribió un acuerdo para la implementación de un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento, por un importe total de US\$304 millones, en un plazo de 7 años. El acuerdo también contempla el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement –LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

Posteriormente, la Resolución S.E. N° 95/2013 abandona el sistema marginalista de precios, dando entrada a un mecanismo de reconocimiento de costos medios. La Resolución reconoce la remuneración de los costos fijos, variables y una remuneración adicional. Se remunera los costos fijos (en \$/MW-hrp) en función de la tecnología, de la escala y de la Potencia Disponible. También está sujeta a la consecución de un objetivo de disponibilidad establecida. En cuanto a los costos variables, se remunera los costos de operación y mantenimiento en función de la energía generada (en \$/MWh), según el combustible utilizado y la tecnología del mismo (los generadores no tienen costo de combustible ya que éste es provisto por CAMMESA). Por último, la remuneración adicional se calcula en función de la energía total generada (en \$/MWh), considerando la tecnología y escala del generador. Parte de esta remuneración se acumula en un fondo que se utilizará para financiar las inversiones en nuevas infraestructuras en el sector eléctrico.

La Resolución cubre a los generadores, cogeneradores y autogeneradores, salvo las centrales que entraron en funcionamiento a partir de 2005, las centrales nucleares y la generación de centrales hidroeléctricas Binacionales; reserva y centraliza en CAMMESA la gestión comercial y despacho de combustibles y suspende la celebración de contratos bilaterales de energía entre los generadores y los agentes del MEM, estos últimos deberán adquirir su demanda de energía eléctrica con CAMMESA.

El 20 de mayo de 2014, la Secretaría de Energía publicó la Resolución N°529 en la cual se actualiza la remuneración de los generadores que había sido fijada en febrero de 2013 por la Resolución S.E. N°95. La resolución es retroactiva a febrero de 2014. Se incrementó la remuneración de costos fijos en 25% para los ciclos combinados y para las grandes centrales hidroeléctricas. Los nuevos cargos son de 38,8 \$/MWhrp para ciclos combinado superiores a 150 MW y de 21,3 \$/MWhrp para centrales hidráulicas superiores a 300 MW. Los costos variables no combustibles se ajustaron 41% para los térmicos y 25% para las hidráulicas (los nuevos cargos son de 26,8 \$/MWh para ciclos combinados a gas natural, 46,9 \$/MWh en centrales térmicas a diesel y 89,2 \$/MWh en centrales térmicas que empleen biocombustible). La remuneración adicional se incrementó en 25% para los generadores térmicos, mientras que los hidráulicos no tuvieron incremento por este concepto. Adicionalmente, se creó un nuevo concepto destinado a atender los mantenimientos no recurrentes de 21 \$/MWh para los ciclos combinados y 24 \$/MWh para el resto de la generación térmica; éstos se remuneran a través de liquidaciones de venta con fecha de vencimiento a definir(LVFVD).



Regulación en Empresas de Distribución

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

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

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

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

Una de esas alternativas ha sido el denominado Programa de Uso Racional de Energía Eléctrica o PUREE. Este Programa fue creado en 2004 por la Secretaría de Energía, estableciendo bonos y penalidades para los clientes dependiendo del nivel de ahorro de energía con base a una referencia de consumo. La diferencia neta entre los bonos y las penalidades eran originalmente depositadas en el Fondo de Estabilización del MEM, pero esto fue posteriormente modificado a solicitud de Edesur y Edenor, para que las compañías distribuidoras pudieran usar estos recursos para compensar las variaciones de costos de los incrementos de costos (MMC)

no reconocidos. Así, el 7 de mayo de 2013, la Secretaría de Energía aprobó la Resolución 250/2013, que determina los montos MMC a cobrar hasta febrero 2013 y permite compensar con las deudas correspondientes del programa PUREE y otras deudas que Edesur acumula con el sistema. En desarrollo de esta Resolución, el 6 de noviembre, la Secretaría de Energía publicó la Nota 6852 en la que autorizó a Edesur y a Edenor a realizar la compensación de los MMC con deudas generadas a partir del programa PUREE para el período marzo-septiembre de 2013.

Durante 2014, mediante la Nota S.E. N° 4012 y la Nota ENRE N° 112606 se autorizó nuevamente la compensación MMC-PUREE para el período octubre 2013-marzo 2014. Adicionalmente, mediante las Notas de la S.E. N° 486 y N° 1136 se autorizó la compensación MMC-PUREE para el período abril-agosto 2014 y luego para el período septiembre-diciembre 2014. Los efectos contables de dichas compensaciones afectan positivamente los resultados financieros de la compañía. Sin embargo, a la fecha se mantiene aún pendiente la Revisión Tarifaria Integral (RTI) contemplada en el Acta Acuerdo de Renegociación a fin de adecuar los ingresos a los costos y obligaciones de EDESUR.

Al mismo tiempo, también se han aprobado cargos adicionales en las tarifas de los clientes para financiar las nuevas inversiones de expansión y calidad de las distribuidoras. Así en noviembre de 2012, se aprobó la Resolución ENRE 347, que faculta la aplicación de este cargo diferenciado por cliente a cuenta de la futura RTI. La aplicación del cargo supone para Edesur unos ingresos adicionales anuales de 437 millones de pesos argentinos, que representó un incremento del 40% del VAD y del 20% de las tarifas.

Regulación en Transmisión

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

Regulación Medioambiental

Las instalaciones eléctricas están sujetas a leyes y regulaciones medioambientales, federales y locales, incluyendo la Ley N°24.051, o Ley de Residuos Peligrosos, y sus regulaciones anexas.

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

La Ley N°26.190, promulgada en 2007, definió el uso de fuentes renovables para la producción de electricidad como de interés nacional y fijó como meta 8% de participación de mercado para las energías renovables en un plazo de 10 años.





Brasil

Aunque Endesa Chile no posee filiales en Brasil, tenemos inversiones de capital a través de Enel Brasil (ex Endesa Brasil).

Estructura de la Industria

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

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

De acuerdo con la Ley N°10.848, de 2004, el mercado mayorista de electricidad, como herramienta para la formación del precio spot es residual. En cambio, el precio mayorista se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en el que los nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado,

se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias -PLD-, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes.

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

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

autorizados para tener interés patrimonial en empresas distribuidoras en exceso del 10 por ciento.

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

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



Regulación en Empresas de Generación

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

De acuerdo a la regulación del mercado, el 100% de la energía demandada por los distribuidores debe ser satisfecha a través de contratos de largo plazo en el ambiente regulado vigente. De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de "energía nueva" y de "energía existente".

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

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

Por último, en lo que se refiere a la actividad de generación, el 11 de septiembre de 2012, el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579 (posteriormente convertida en Ley N°12.783, de 11 de enero de 2013), que establece las condiciones para que puedan renovarse las concesiones del sector eléctrico que vencen entre 2015 y 2017 y la reducción de gravámenes en la tarifa de energía eléctrica. La Medida Provisoria se aprobó con objeto de reducir el precio final de la tarifa eléctrica en promedio del 20% y relanzar la actividad económica en Brasil. La Medida no afecta directamente a ninguna de las concesiones de las filiales de Enersis en Brasil.

Debido a que algunos generadores no renovaron las concesiones y también a otros factores (como retrasos en construcción de centrales térmicas, baja hidrología, etc.), durante 2013 y 2014 las empresas distribuidoras han sufrido un desequilibrio entre la demanda regulada y la oferta de energía, siendo así sido expuestas involuntariamente al precio del mercado spot para cubrir sus necesidades de energía.

En 2014, para cubrir el sobrecosto de energía el gobierno ha creado la cuenta ACR a través de préstamos bancarios a abonar dentro de dos años por la tarifa. Hasta el 31 de diciembre de 2014, los distribuidores utilizaran un monto aproximado de 18 mil millones de reales de la cuenta ACR, sin embargo, no fue suficiente para cubrir todo el déficit que tendrá a ser recuperado en la tarifa través de los mecanismos de CVA's.

El 25 de noviembre, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para 2015. Se cambiaran los límites máximo (disminución de 823 para 388 R\$/MWh) y mínimo (aumento de 16 para 30 R\$/MWh). La decisión fue resultado de un amplio debate, que comenzó con la Consulta Pública N° 09/2014 y más tarde la Audiencia Pública N° 54/2014.

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (sazonalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.



Regulación en Empresas de Distribución

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

La Ley de Concesiones establece tres tipos de revisiones o ajustes de las tarifas a los consumidores finales: el Índice de Reposicionamiento Tarifario (IRT), que supone un ajuste anual de la tarifa por inflación; la Revisión Tarifaria Ordinaria (RTO) a realizar cada cuatro o cinco años en función de cada contrato de concesión y la Revisión Tarifaria Extraordinaria (RTE), que se llevan a cabo cuando en el sector se produce un evento relevante que afecta significativamente el valor de la tarifa. De esta forma, la Ley garantiza un equilibrio económico y financiero para una empresa en el caso que se

produzca un cambio sustancial en sus costos de operación. En el caso de que los componentes del costo de la Parcela A, tales como las compras de energía o los impuestos, se incrementen significativamente dentro del periodo entre dos ajustes tarifarios anuales, el concesionario puede presentar una solicitud formal a ANEEL para que esos costos sean traspasados a los clientes finales.

Todas las revisiones y reposicionamientos tarifarios son aprobados por ANEEL.

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

La revisión tarifaria ordinaria toma en consideración toda la estructura de fijación de tarifas de la empresa, incluyendo los costos de proporcionar servicios, los costos de comprar energía así como el retorno para el inversionista. Conforme a sus contratos de concesión, Coelce y Ampla están sujetos a revisiones tarifarias cada cuatro y cinco años, respectivamente. La base de los activos para calcular el retorno permitido al inversionista es el valor de mercado de reemplazo, depreciado durante su vida útil desde un punto de vista contable, y la tasa de retorno sobre el activo de distribución se basa en el Costo de Capital Promedio Ponderado, o WACC (por su sigla en inglés) de una compañía modelo. La WACC se revisa en cada ciclo tarifario. El valor de la WACC para distribución actualmente en vigor es de 11,4% real antes de impuesto.

En junio de 2014, ANEEL presentó su primera propuesta para las metodologías que empleará en el 4° ciclo de revisiones tarifarias de las distribuidoras. Una segunda versión de la propuesta para la metodología fueran presentadas en Diciembre/14 ANEEL y están disponibles para comentarios de los agentes hasta 9 de febrero de 2015. Los temas más relevantes en discusión son: (i) propuesta de disminución de la tasa de remuneración WACC real antes de impuestos, desde 11,36% a 10,85%; (ii) modificación de la base de remuneración regulatoria empleando benchmarking en parte de la base de activos (costos adicionales y componentes menores). La nueva metodología sería aplicada a COELCE en su revisión plurianual de abril de 2015 si la metodologías sean publicación a tiempo.

Regulación en Transmisión

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

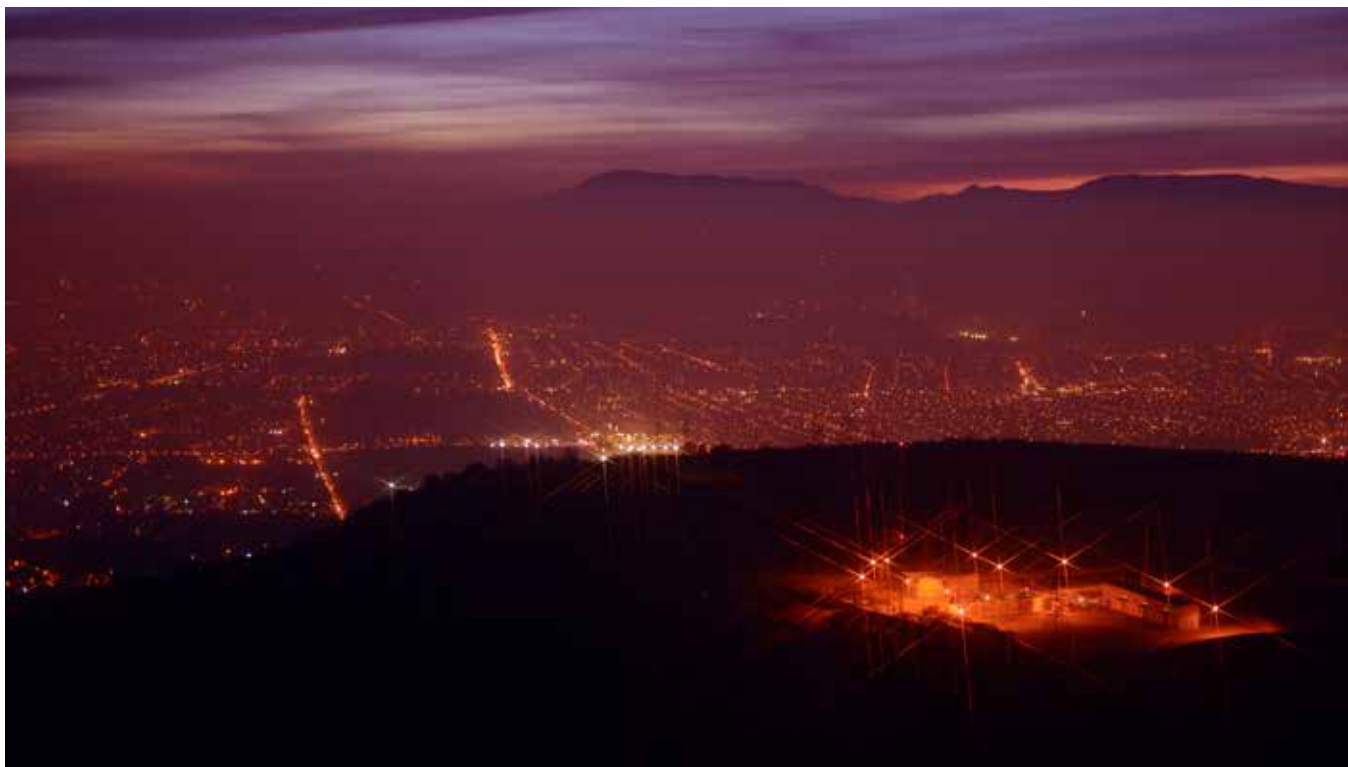
La operación y administración de la Red Básica es responsabilidad del ONS, que tiene también responsabilidad de administrar el despacho de energía desde las plantas en condiciones optimizadas, involucrando el uso del sistema interconectado, los embalses y las plantas térmicas.

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

Regulación Medioambiental

Si bien la Constitución brasileña faculta tanto al Gobierno Federal como a los gobiernos estatales y locales para dictar leyes destinadas a proteger el medioambiente, la mayoría de los reglamentos ambientales en Brasil se dictan al nivel del gobierno estatal y local.

Las plantas hidroeléctricas deben obtener concesiones por los derechos de agua y aprobaciones ambientales. Las empresas de generación térmicas, de transmisión y de distribución deben obtener una aprobación ambiental de parte de las autoridades de regulación ambiental.



Chile

Estructura de la Industria

La industria eléctrica en Chile se divide en tres grandes segmentos o negocios: generación, transmisión y distribución. El sector de generación está integrado por empresas generadoras de electricidad. Estas venden su producción a las empresas distribuidoras, a clientes no regulados y a otras empresas generadoras, a través del mercado spot. El sector de transmisión se compone de empresas que transmiten a alta tensión la electricidad producida por las empresas generadoras. En último lugar, el sector de distribución está definido como el que comprende cualquier suministro a clientes finales a un voltaje no superior a 23 kV. Estos tres grandes segmentos o negocios operan en forma interconectada y coordinada, y su principal objetivo es el de proveer energía eléctrica al mercado, al mínimo costo y preservando los estándares de calidad y seguridad de servicio exigido 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.

El sector eléctrico en Chile 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, así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y, por último, el Ministerio de Energía que tendrá la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables, el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

Desde un punto de vista físico, el sector eléctrico chileno está dividido en cuatro sistemas eléctricos: El Sistema Interconectado Central (SIC), el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), y dos sistemas medianos aislados: Aysén y Magallanes. El SIC, principal sistema eléctrico, donde vive alrededor del 93% de la población chilena, se extiende longitudinalmente por 2.400 km.

uniendo Taltal, por el norte, con Quellón, en la Isla de Chiloé, por el sur. El SING cubre la zona norte del país, desde Arica hasta Coloso, abarcando una longitud de unos 700 km, donde se encuentra gran parte de la industria minera.

De acuerdo a la Ley Eléctrica, las compañías involucradas en la Generación y Transmisión en un sistema eléctrico interconectado deben coordinar sus operaciones en forma eficiente y centralizada a través de un ente operador, el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC), con el fin de operar el sistema a mínimo costo, preservando la seguridad del servicio. Para ello, el CDEC planifica y realiza la operación del sistema, incluyendo el cálculo del costo marginal horario, precio al cual se valoran las transferencias de energía entre generadores realizadas en el CDEC. Los CDEC (CDEC-SIC y CDEC-SING), son entidades autónomas cuya función es coordinar la operación de un sistema eléctrico. Los sujetos de esta coordinación son las empresas generadoras, transmisoras, subtransmisoras y clientes libres.

Regulación en Empresas de Generación

El segmento de generación comprende a las compañías que poseen plantas para la producción de energía eléctrica, la cual es transmitida y distribuida a los consumidores finales. Este segmento se caracteriza por ser un mercado competitivo en donde la electricidad se vende: i) a las compañías distribuidoras para el suministro a sus clientes regulados dentro de su área de concesión; ii) a clientes libres o no regulados, principalmente empresas industriales y mineras; y iii) a otras empresas generadoras, a través en el mercado spot, por las transacciones de energía y potencia que se realizan en los CDEC.

Como ya se ha relatado, la operación de las empresas generadoras en cada sistema eléctrico es coordinada por su respectivo CDEC. Como consecuencia de esta operación eficiente y coordinada de los sistemas eléctricos, a cualquier nivel de demanda se entrega el abastecimiento adecuado, al menor costo de producción posible de las alternativas disponibles en el sistema. El costo marginal es usado como el precio al que los generadores transan su energía en una base horaria, incluyendo las inyecciones en el sistema como los retiros o compras para abastecer a sus clientes.

Los generadores participan en licitaciones de energía para el mercado regulado, por un periodo de hasta 15 años. Las licitaciones se realizan considerando los requerimientos futuros de la demandas de los clientes regulados atendidos por las empresas distribuidoras y son supervisadas por la Comisión Nacional de Energía (el regulador). Esto permite a los generadores ingresos estables y predecibles, evitando la

volatilidad del costo marginal fomentando así la inversión en el sector.

En Chile, existe pago por capacidad que depende de un cálculo realizado centralizadamente por cada CDEC en forma anual, partiendo de un monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. El cargo por capacidad de cada central es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva del país.

El 15 de mayo de 2014, el Ministro de Energía presentó la “Agenda de Energía”, documento que contiene los lineamientos generales de política energética a llevar a cabo por el nuevo gobierno. Como parte de esa agenda, se contemplan diversas modificaciones a la normativa que aplica al sector. Entre ellas, una ley que modifica el actual esquema de licitaciones, la que al cierre de 2014, se tramitaba en el Congreso Nacional

El 10 de septiembre de 2014 fue aprobada la Reforma Tributaria, en la que destaca la creación del denominado impuesto verde, que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂). Para las emisiones de CO₂, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

Regulación en Empresas de Distribución

El segmento de distribución se define, a efectos regulatorios, como todos los suministros 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 servicio a tarifas reguladas para abastecer a los clientes regulados.

Los consumidores se clasifican de acuerdo al tamaño de su demanda en clientes regulados, cuya capacidad conectada es inferior o igual a 500 kW; y clientes libres o no regulados, aquellos con una capacidad conectada superior a 2.000 kW. Los clientes cuya capacidad conectada está en el rango de 500 a 2.000 kW son clientes con capacidad de elección que pueden optar por tener tarifas reguladas o un régimen no regulado, por un mínimo de cuatro años en cada régimen.

Las empresas de distribución abastecen tanto a clientes regulados, un segmento para el que el precio y las condiciones de suministro es el resultado de procesos de licitación regulados por la Comisión Nacional de Energía, como a clientes no regulados, con contratos bilaterales con los generadores cuyas condiciones son libremente negociadas y acordadas.

Cabe señalar que en la ley de licitaciones que se tramita en el Congreso, se contempla subir el límite de 2.000 a 5.000 kW.

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley N°20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo de hasta 15 años.

Los procesos de fijación de tarifas de distribución son realizados cada cuatro años. Tanto la CNE como la empresa representativa de su área típica encargan estudios a consultores independientes para fijar el Valor Agregado de Distribución para su área típica.

Las tarifas básicas preliminares se obtienen ponderando los resultados del estudio encargado por la CNE y por la empresa en la razón 2/3 – 1/3, respectivamente. Con estas tarifas básicas se verifica que la rentabilidad del agregado de la industria esté dentro del rango establecido de 10 por ciento con una margen del ± 4 por ciento.

También cada cuatro años se realizan revisiones tarifarias en el sector de subtransmisión (las que corresponden a las instalaciones de alta tensión que conectan las redes de distribución con las grandes redes de transmisión). Dicho proceso se realiza en forma alternada al proceso de revisión tarifaria en distribución, de tal forma que se ambos se distancian en dos años.

Adicionalmente, se realiza cada cuatro años la revisión de los servicios asociados, que corresponde a diversos servicios no recogidos en las revisiones de distribución.

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

Regulación en Transmisión

El segmento de transmisión comprende una combinación de líneas, subestaciones y equipos para la transmisión de la electricidad desde los centros de producción (generadores) hasta los centros de consumo o distribución. La transmisión en Chile se define como las líneas o subestaciones con un voltaje o tensión mayor que 23 kV. El sistema de transmisión es de acceso abierto y las empresas de transmisión establecen derechos de paso sobre la capacidad de transmisión disponible a través del pago de peajes.

El 8 de enero de 2014 se aprobó el proyecto de ley que faculta al Gobierno para promover interconexiones eléctricas entre sistemas.

El 14 de octubre de 2013 se publicó en el Diario Oficial la Ley N°20.701, denominada de Procedimiento para otorgar Concesiones Eléctricas, que tiene por objeto agilizar la tramitación de las concesiones eléctricas. La nueva Ley simplifica el proceso de concesión provisional, acorta los tiempos de tramitación, precisa las posibles observaciones y oposiciones a los proyectos, modifica el proceso de notificaciones, establece procedimientos judiciales sumarios, introduce la posibilidad de dividir la solicitud de concesiones, modifica el procedimiento de tasación de los inmuebles y soluciona los conflictos entre diferentes tipos de concesión.

Regulación Medioambiental

La regulación medioambiental vigente, obedece a una completo rediseño que se hizo en 2010, y que parte por la creación de nuevas instituciones ambientales: el Ministerio de Medio Ambiente, que diseña y aplica políticas, planes y programas en materia ambiental, el Servicio de Evaluación Ambiental, a cargo de la administración del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental y la Superintendencia del Medio Ambiente, con funciones de fiscalización. Adicionalmente, la institucionalidad se complementa con tres Tribunales Ambientales.

En materia de normativa regulatoria, se distinguen la Ley N°19.300, sobre Bases Generales del Medio Ambiente, de 1994 y actualizada en 2010, la Ley N°20.417, que Crea el Ministerio, el Servicio de Evaluación y la Superintendencia del Medio Ambiente (de 2010) y el Reglamento del Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, de 2012.

Energías Renovables No Convencionales

En materia de Energías Renovables No Convencionales (ERNC), en octubre de 2013 se promulgó una ley que incentiva el uso de las ERNC, estableciendo que al año 2025 una cuota obligatoria de ERNC, equivalente a un 20% de la generación convencional. Esta ley reemplaza una ley anterior que establecía una meta de 10% al año 2024.



Colombia

Estructura de la Industria

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

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

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

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

El sector de generación es organizado sobre una base competitiva. Las transacciones de electricidad en el MEM son llevadas a cabo bajo las modalidades de Mercado spot de energía (Corto plazo o mercado diario); Contratos Bilaterales (Mercado de largo plazo) y el Cargo por Confiabilidad. Las empresas de generación deben participar del despacho central de manera obligatoria, con todas sus

plantas de generación o unidades conectadas al sistema colombiano cuyas capacidades sean iguales a 20 MW o superiores. (Las plantas con capacidades entre 10 y 20 MW pueden participar opcionalmente). Las empresas de generación que participan del despacho central, deben declarar la disponibilidad comercial de sus recursos de generación y el precio al que desean venderla. Esta energía es despachada de manera centralizada por el Centro Nacional de Despacho (CND) con criterios de optimización económica y respetando las restricciones eléctricas y operativas del sistema.

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

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

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

Regulación en Empresas de Generación

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

En el mercado de energía de corto plazo, operativamente el CND recibe cada día las ofertas de precios y la declaración de disponibilidad comercial para cada hora en el día

siguiente, de todos los generadores participantes del Mercado Mayorista. Con base en esta información, el CND realiza un despacho económico mediante un procedimiento optimizado para el periodo de 24 horas del día siguiente, tomando en cuenta las restricciones eléctricas y operativas del sistema, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día de manera segura, confiable y económica, desde el punto de vista del costo. A diferencia del resto de países en los que el despacho es centralizado en base a costes variables de producción, en Colombia el despacho se basa en precios ofertados por los agentes.

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

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

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

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

Regulación en Empresas de Distribución

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

Los cargos de distribución son fijados por la CREG, basado en el valor nuevo de reemplazo de los activos de distribución existentes, el costo de capital, los activos no eléctricos, así como los costos operacionales y de mantenimiento para cada compañía, y se definen para cuatro niveles de voltaje diferentes, así: Nivel 1 menor a 1 kV, Nivel 2 mayor o igual a 1 kV y menor a 30kV, Nivel 3 mayor o igual a 30 kV y menor a 57,5 kV y Nivel IV hasta mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV. Los Niveles 1, 2 y 3 de tensión son denominados Sistemas de Distribución Local (SDL) y el Nivel 4 se denomina Sistema de Transmisión Regional (STR).

Durante 2009, después de auditar la información reportada por las compañías, la CREG determinó los cargos de distribución aplicables, los cuales son fijados para un periodo de cinco años, y actualizados mensualmente de acuerdo al índice de precios al productor. En la actualidad está en curso el proceso de revisión de los cargos de distribución para el quinquenio 2015 a 2019. Uno de los aspectos objeto de discusión es la tasa de rentabilidad reconocida, que actualmente está fijada por la CREG en 13,9%, antes de impuestos para los activos de Distribución Local y en 13% para los activos de Transmisión Regional con base en la metodología WACC/CAPM. La metodología para el cálculo de los cargos de distribución incluye un esquema de

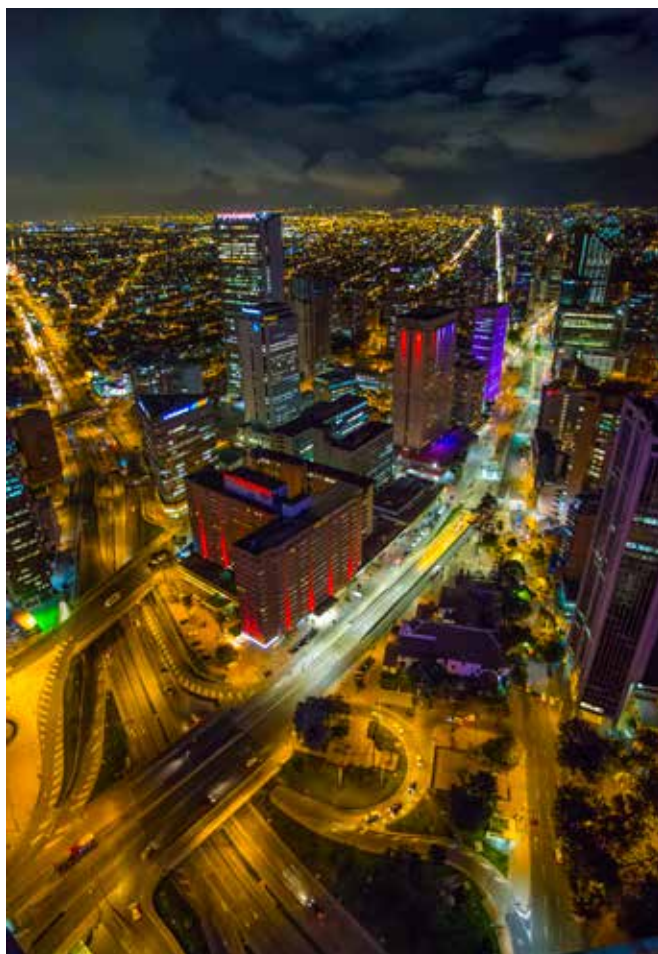
incentivos para los costos de administración, de operación y mantenimiento a partir de la calidad de servicio. Para las pérdidas de energía, la regulación establece una senda de índices de pérdidas reconocidas a incluir en tarifa.

Regulación en Transmisión

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

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

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



Regulación en la Comercialización

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

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

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

Las tarifas o cargo de comercialización para los clientes regulados deben ser revisadas cada cinco años y se deben actualizar mensualmente por el Índice de Precios al Consumidor; los cargos vigentes no han sido revisados desde 1998 y se espera que los nuevos cargos entren en vigencia durante 2015, una vez sea revisada la metodología de remuneración de la actividad.

Regulación Medioambiental

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

Cualquier entidad que contemple desarrollar proyectos o actividades en relación con la generación, interconexión, transmisión o distribución de electricidad, que puedan ocasionar un deterioro ambiental, debe obtener primero una licencia ambiental.

De acuerdo a la Ley N°99, las plantas generadoras que tiene una capacidad instalada total superior a 10 MW, deben contribuir a la conservación del medioambiente por medio de un pago por sus actividades a una tarifa regulada a las municipalidades y a las corporaciones ambientales en las localidades donde se encuentran las centrales. Las centrales hidroeléctricas, deben pagar el 6% de su generación y las centrales térmicas deben pagar el 4 % de su generación, con tarifas que son determinadas anualmente.

La Ley N°1450 de 2011, emitió el Plan de Desarrollo Nacional 2010-2014. El plan estableció que entre 2010 y 2014, el Gobierno debe desarrollar temas sobre la sustentabilidad ambiental y prevención de riesgos.

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

En los últimos años, la regulación medioambiental para el sector eléctrico ha estado enfocada a regular aspectos relacionados con las emisiones de las plantas, la formulación, expedición e implementación de la Política Nacional para la Gestión Integral del Recurso Hídrico (la cual incluye la reglamentación y/o actualización de la normativa asociada a vertimientos, caudal ambiental, (y la organización y manejo de cuencas hidrográficas), la expedición del manual de compensaciones por pérdida de biodiversidad para proyectos sujetos a licenciamiento ambiental, la actualización del marco regulatorio de y licenciamiento ambiental y la reglamentación del régimen sancionatorio ambiental.

En Colombia, actualmente existe una senda indicativa de participación de las ERNC en el Sistema Energético Nacional del 3,5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se expidió la Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las ERNC al Sistema Energético Nacional, con el objetivo de promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía y fomentar la gestión eficiente de la energía.



Perú

Estructura de la Industria

El marco jurídico general aplicable a la industria eléctrica peruana está constituido principalmente por la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25.844 de 1992) y sus reglamentos complementarios.

El Ministerio de Energía y Minas (MINEM) define las políticas de energía aplicables a nivel nacional, regula las cuestiones ambientales aplicables al sector de la energía y supervisa el otorgamiento, la supervisión, la caducidad y la terminación de las licencias, autorizaciones y concesiones para las actividades de generación, transmisión y distribución.

El Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinerghmin) es la entidad reguladora que controla y fiscaliza el cumplimiento de las normas legales y técnicas relacionadas con las actividades de electricidad e hidrocarburos, hace cumplir las obligaciones establecidas en los contratos de concesión. La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinerghmin (GART) tiene la autoridad de publicar las tarifas reguladas. Osinerghmin también controla y supervisa los procesos de licitación requeridos por las empresas distribuidoras para comprar energía a los generadores. El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA) es responsable de la preservación del medio ambiente relacionadas con las actividades de electricidad.

El Comité de Operación Económica del Sistema (COES) es el organismo que coordina la operación y despacho de electricidad en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y prepara el estudio técnico y financiero que sirve de base para los cálculos anuales de los precios de barra. En el COES están representadas las empresas de generación, transmisión y distribución, así como los clientes no regulados: consumidores con una demanda de potencia superior a 200 KW.

Además del SEIN, existen diversos sistemas aislados regionales de menor envergadura que suministran electricidad en áreas específicas.

Las principales características de la industria eléctrica en Perú son: (i) la separación de las tres actividades principales: generación, transmisión y distribución; (ii) libre mercado para el suministro de energía dentro de condiciones competitivas del mercado; (iii) un sistema de precios regulados basado en el principio de la eficiencia y un régimen de licitaciones; y (iv) privatización de la operación de los sistemas de electricidad interconectados sujeta a los principios de eficiencia y calidad de servicio.

Regulación en Empresas de Generación

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

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

Los generadores pueden vender su energía directamente a grandes consumidores y comprar el déficit o transferir los excedentes entre la energía contratada y la producción efectiva en el pool, al precio spot. Las ventas a clientes no regulados son efectuadas a precios y condiciones mutuamente acordadas, los que incluyen peajes y compensaciones por el uso de los sistemas de transmisión y, de ser necesario, a las empresas de distribución por el uso de sus redes.

Originariamente, la Ley de Concesiones Eléctricas permitía que las ventas a los distribuidores pudieran ser hechas bajo contratos bilaterales a un precio no mayor que el precio regulado, en el caso de clientes regulados, o a un precio acordado en el caso de clientes no regulados. Además de este método bilateral, la Ley 28.832 de 2006, denominada Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, estableció también la posibilidad de que los distribuidores puedan satisfacer la demanda de sus clientes regulados y no regulados bajo contratos suscritos después de un proceso de licitación de potencia y energía. La aprobación de este mecanismo es importante para los generadores porque les permite disponer de un precio estable durante la vida del contrato, que no es fijado por el regulador y que puede tener una duración de hasta 20 años.

A raíz de la introducción de las licitaciones públicas, los nuevos contratos para vender energía a las empresas de distribución, para su reventa a los clientes regulados, deben ser a precios fijos determinados por estas licitaciones. Sólo una pequeña parte de la electricidad comprada por las empresas de distribución, incluida en los contratos antiguos se mantiene aún a los precios de barra (equivalente al precio de nudo en Chile), los cuales son fijados por el Osinergmin.

En Perú existe pago por capacidad, dado por el monto que remunera el desarrollo de una turbina de gas, como la unidad marginal para aportar la demanda del sistema. Como en Chile, el cargo por capacidad de cada central es independiente de su despacho y remunera la disponibilidad y contribución al margen de reserva del país.

Regulación en Empresas de Distribución

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

El VAD es fijado cada cuatro años. El Osinergmin clasifica las compañías en grupos, de acuerdo a las "áreas típicas de distribución", basado en factores económicos que agrupa a las empresas con similares costos de distribución por la densidad poblacional, lo cual determina los requerimientos de equipos en la red.

El retorno real sobre la inversión de una empresa de distribución depende de su desempeño respecto de los estándares fijados por Osinergmin para una empresa modelo teórica. El sistema de tarifa permite un retorno mayor a las empresas de distribución que son más eficientes que la empresa modelo. Las tarifas preliminares son determinadas tomando como base los

resultados del estudio contratado por las empresas, corregido según las observaciones del estudio contratado por Osinergmin. Las tarifas preliminares son comprobadas para asegurar que la tasa interna de retorno promedio anual agregada de toda la industria es del 12 por ciento con una variación que bordea el 4%.

Durante el último proceso de fijación de tarifas celebrado el 16 de octubre de 2013, OSINERGMIN definió las tarifas de Edelnor para el periodo noviembre de 2013 a octubre de 2017. La nueva tarifa resultó un 1.2% superior a la existente en octubre 2013.

Regulación en Transmisión

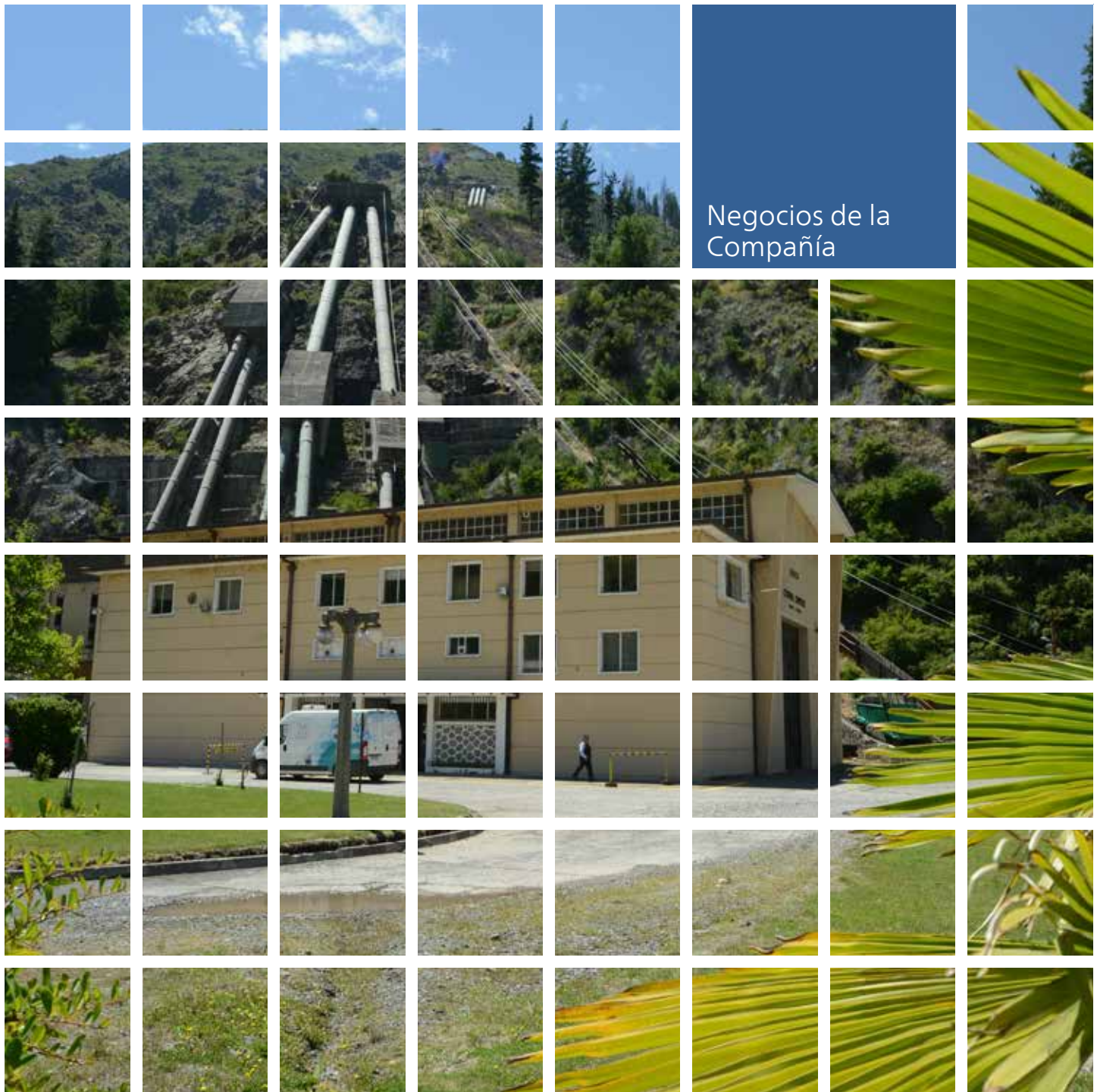
Las actividades de transmisión se dividen en dos categorías: principal (instalaciones construidas antes de 2006) o garantizado (instalaciones construidas a partir de 2006), que es para uso común y permite el flujo de energía a través de la red nacional; y secundaria (instalaciones construidas antes de 2006) o complementaria (instalaciones construidas a partir de 2006), que es de aquellas líneas que conectan a una central eléctrica con el sistema, o una subestación con una compañía distribuidora o un consumidor final. Las líneas principales y del sistema garantizado están disponibles para todas las generadoras y permiten que se suministre electricidad a todos los clientes. La concesionaria de transmisión recibe un ingreso anual fijo. El Plan de Transmisión, elaborado por el COES y aprobado por el MINEM, determina el desarrollo de las líneas del sistema garantizado, las cuales son licitadas mediante un esquema BOOT con un plazo de 30 años.

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

Normativa Medioambiental

El marco legal medioambiental aplicado a las actividades relacionadas con la energía en Perú está estipulado en la Ley Ambiental (Ley N°28.611) y en el Reglamento de Protección Ambiental para Actividades Eléctricas (Decreto Supremo 029-94-EM).

En 2008, el MINEM promulgó el Decreto Supremo 050-2008 para incentivar la generación de electricidad por medio de ERNC. Dicho decreto estipula que el 5% de la demanda del SEIN debe ser suministrada con la utilización de ERNC. Esta meta del 5% podría incrementarse cada 5 años. Las tecnologías consideradas como recursos renovables son: biomasa, eólica, mareomotriz, geotérmica, solar y mini-hidroeléctrica (hidroeléctrica menor a 20 MW).



Descripción del Negocio de la Compañía

Las principales actividades que desarrollan Endesa Chile, sus sociedades filiales y las sociedades de control conjunto están relacionadas con la generación y comercialización de energía eléctrica y, adicionalmente, los servicios de consultoría e ingeniería en todas sus especialidades. Endesa Chile y sus sociedades filiales operan 188 unidades a lo largo de cuatro países en Sudamérica, con una capacidad instalada total de 14.715 MW.

En Argentina, a través de Costanera S.A. e Hidroeléctrica El Chocón S.A., la compañía opera un total de 3.652 MW de potencia, que representa 12% del total del sistema interconectado argentino.

Endesa Chile es la principal empresa generadora de energía eléctrica en Chile y una de las compañías más grandes del país, que opera un total de 6.351 MW de potencia, lo que representa 32% de la capacidad instalada en el mercado local. El 55% de la capacidad instalada de Endesa Chile, filiales y sociedades de control conjunto en Chile es hidráulica, 44% térmica y 1%, eólica. La compañía participa en el Sistema Interconectado Central (SIC), principal sistema eléctrico del país, que abarca desde Taltal a Chiloé, territorio en el que vive alrededor del 93% de la población, y donde su capacidad instalada y la de sus filiales y sociedades de control conjunto aportan un total de 5.389 MW a este sistema, equivalente a cerca de 35%. La compañía también participa en el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), a través de sus filiales Celta y Gas Atacama dando suministro a diversas empresas mineras. La capacidad instalada total en el SING alcanza a 963 MW, que representa 20% de este sistema.

En Colombia, a través de Emgesa, opera un total de 3.059 MW de potencia, cifra equivalente a 20% de la capacidad instalada de ese país.

En Perú, por medio de Edegel, opera un total de 1.652 MW de potencia, que representa 19% del sistema peruano.

Endesa Chile participa también en el mercado de generación, transmisión y distribución en Brasil, a través de su asociada Enel Brasil (ex Endesa Brasil), en sociedad con Enersis. Enel Brasil cuenta con 987 MW de capacidad instalada, a través de Cachoeira y Fortaleza, y dos líneas de transmisión de una capacidad de transmisión de 2.100 MW, a través de CIEN. Endesa Chile opera los activos de generación de Enel Brasil.

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía de Endesa Chile Consolidada

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2012	2013	2014
Argentina	3.652	3.652	3.652
Chile ⁽²⁾	5.571	5.571	6.351
Colombia	2.914	2.925	3.059
Perú	1.657	1.540	1.652
TOTAL	13.794	13.688	14.715

Generación de energía eléctrica (GWh) ⁽³⁾	2012	2013	2014
Argentina	11.207	10.840	9.604
Chile ⁽²⁾	19.194	19.438	18.063
Colombia	13.251	12.748	13.559
Perú	8.570	8.391	8.609
TOTAL	52.222	51.417	49.835

Ventas de energía eléctrica (GWh)	2012	2013	2014
Argentina	11.852	12.354	10.442
Chile ⁽²⁾	20.878	20.406	21.156
Colombia	16.304	16.090	15.773
Perú	9.587	8.904	9.320
TOTAL	58.621	57.754	56.692

- (1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras; en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.
- (2) Endesa Chile consolida GasAtacama a partir de mayo de 2014
- (3) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios, los auxiliares externos, las pérdidas de transmisión y otros consumos no facturados. Los datos de 2012 difieren de los valores reportados anteriormente, dado que solamente se le descontaban los consumos propios.



Reseña Histórica

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

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

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

En 1992, se adquirió el control de Central Costanera S.A. (actualmente, Endesa Costanera) y, en 1993, de Hidroeléctrica El Chocón S.A., ambas en Argentina. En 1995, se concretó la compra de Edegel S.A.A., en Perú. En diciembre de 1996, se adquirió Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. y, en septiembre de 1997, Emgesa S.A. E.S.P., ambas en Colombia. En septiembre de 1997, se adquirió Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A., en Brasil.

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

En diciembre de 2001, las acciones de Endesa Chile se registraron en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex), bajo el nemotécnico XEOC.

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

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

El 18 de abril de 2005, Endesa Chile constituyó la subsidiaria Endesa Eco S.A., cuyo objetivo es promover y desarrollar proyectos de energía renovables, además de actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.

En 2005, se constituyó el holding Enel Brasil S.A (ex Endesa Brasil), el cual surgió mediante el aporte de los activos existentes en ese país de Endesa Latinoamérica, Endesa Chile, Enersis y Chilectra. De esta manera, en octubre de dicho año, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y comenzó a contabilizar a Enel Brasil S.A. como empresa relacionada, y en consecuencia, pasando a ser consolidada por Enersis.

El 29 de septiembre de 2006, Endesa Chile, ENAP, Metrogas y GNL Chile firmaron el acuerdo que define la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL), en el que Endesa Chile participa con 20% y que forma parte de la estrategia de diversificación de suministro de gas natural frente a la falta del hidrocarburo proveniente de Argentina. El terminal de regasificación de GNL Quintero fue inaugurado el 22 de octubre de 2009.

En marzo de 2007, se constituyó la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén), que no es consolidada por Endesa Chile, y cuyo objeto es el desarrollo y explotación del proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, denominado "Proyecto Aysén".

En junio de 2008, entró en operación comercial la minicentral hidroeléctrica de pasada Ojos de Agua, de la filial Endesa Eco (9 MW). Además, Endesa Chile puso en servicio la operación con diesel de la unidad N°1 de la central Taltal, lo que significó 120 MW de capacidad instalada adicional.

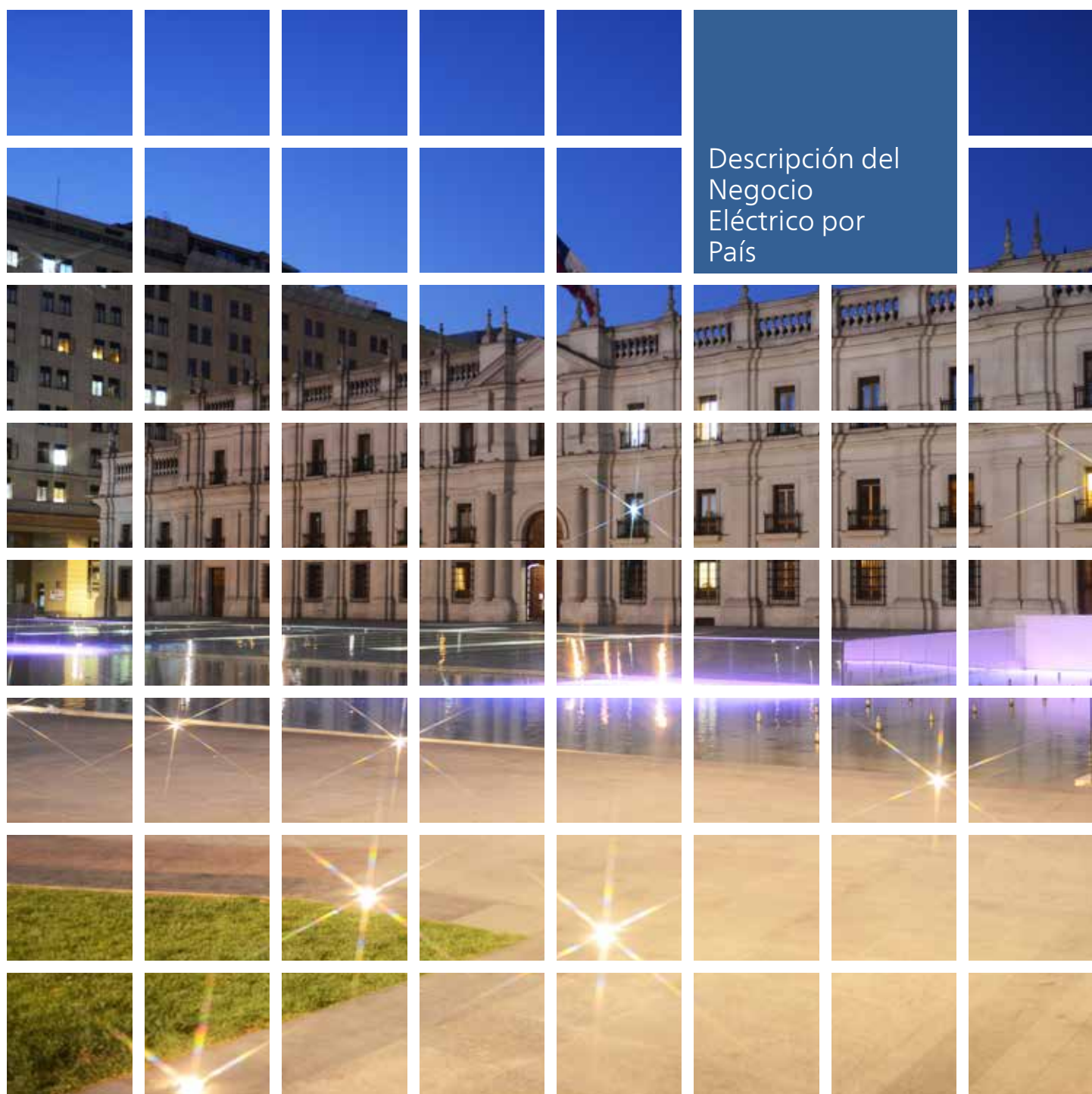
El terminal de regasificación de GNL Quintero fue inaugurado en octubre de 2009 e implicó una inversión de US\$ 1.100 millones, entregando entre 4 y 5 millones de metros cúbicos de gas natural diariamente. Por otro lado, entró en operación comercial la central Quintero con 129 MW de capacidad instalada, para luego agregársele una segunda unidad que aumentaría a 257 MW su potencia bruta. El parque eólico Canela II con 60 MW entró en servicio.

En 2010, la central a Gas Natural San Isidro II aumentó su potencia máxima a 399 MW. Por otro lado, se anunció la inversión de US\$837 millones en la construcción de la central El Quimbo en Colombia. Este mismo año, Fitch Ratings y S&P mejoraron la clasificación internacional de ENDESA CHILE a BBB+, en tanto que Feller Rate elevó la nota de solvencia local a AA.

En 2011, se inició la construcción de la central El Quimbo en Colombia, la cual abastecería el 8% de la demanda energética del mercado de ese país, y se continuó avanzando en la construcción de Bocamina II, fuertemente afectada por el terremoto de febrero de 2010 y que finalmente entró en operaciones en octubre de 2012.

Durante 2013 comenzó el proyecto de optimización de la cadena Salaco en Colombia, el cual, a diciembre 2014, contaba con el 100% de las unidades operables, que registraron un total de 145 MW adicionales. En diciembre de 2013, la Corte de Apelaciones de Concepción dio la orden de no innovar a la segunda unidad de Bocamina II, paralizando su funcionamiento.

En 2014, Endesa Chile adquirió el control de Gas Atacama por US\$309 millones y alcanza cerca de 1.000 MW de capacidad en el norte del país. La compañía alcanzó el 98% de la controladora de Gas Atacama, central termoeléctrica a gas natural de 781 MW de capacidad instalada en el SING, y del Gasoducto Mejillones-Taltal y del Gasoducto Atacama entre Chile y Argentina. En 2014, se inició la construcción de la central hidroeléctrica Los Cóndores en Chile, la cual contará con capacidad instalada de aproximadamente 150 MW, y el proyecto El Quimbo llevaba un estado de avance del 84% a diciembre.



Operaciones en Argentina

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2013	2014
Costanera		
Costanera (turbo vapor)	1.138	1.138
Costanera (ciclo combinado)	859	859
Central Buenos Aires (ciclo combinado)	327	327
Total	2.324	2.324
El Chocón		
El Chocón (hidroeléctrica)	1.200	1.200
Arroyito (hidroeléctrica)	128	128
Total	1.328	1.328
Total Argentina	3.652	3.652
Generación de energía eléctrica (Gwh) ⁽²⁾		
Costanera	8.523	6.972
El Chocón	2.317	2.632
Total generación en Argentina	10.840	9.604
Ventas de energía eléctrica (Gwh)		
Costanera	8.962	7.051
El Chocón	3.392	3.391
Total ventas en Argentina	12.354	10.442

- (1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile" a 31 de diciembre de cada año.
- (2) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios, las pérdidas de transmisión y otros consumos no facturados.

Actividades y Proyectos

Endesa Chile participa en la generación de energía eléctrica en Argentina a través de Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, en las cuales controla, directa e indirectamente, 75,68% y 65,37% de la propiedad, respectivamente.

Estas empresas poseen en conjunto 3.652 MW de capacidad instalada. Dicha potencia representó a fines de 2014, 11,64% de la capacidad instalada del SIN argentino.

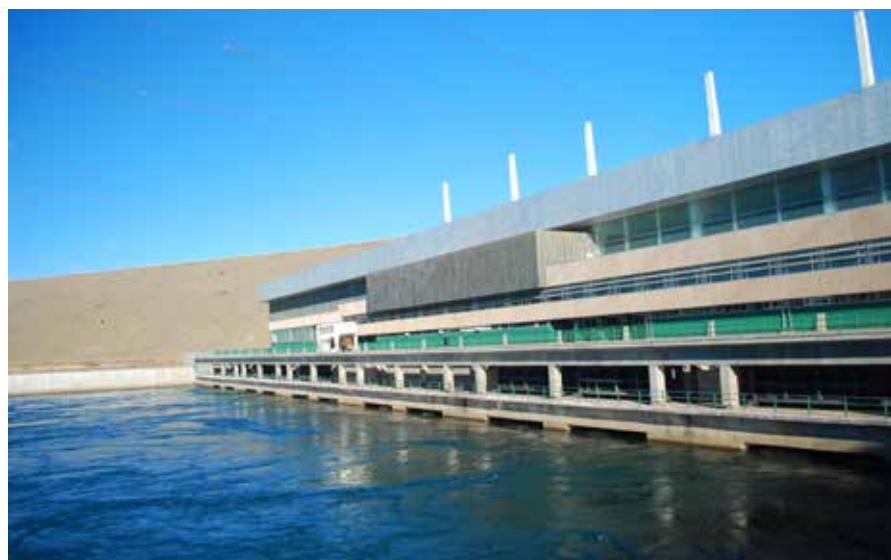
La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó al 31 de diciembre de 2014, los 9.604 GWh, 7,3% de la generación total de dicho país.

Costanera e Hidroeléctrica El Chocón participan en sociedades a cargo de la operación de dos ciclos combinados, iniciativas coordinadas por el Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista (FONINVEMEN), con 5,326% y 18,85% de la propiedad, respectivamente.

Respecto del proyecto Vuelta de Obligado S.A. (VOSA), que contempla la instalación de un Ciclo Combinado del orden de 800 MW, Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, durante 2014, continuaron cumpliendo con las obligaciones que les caben respecto al proyecto de generación VOSA, fruto del Acuerdo que se firmó entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica, el cual fuera suscripto por ambas sociedades. La central comenzó a operar en Ciclo Simple las dos turbo gas de 270 MW cada una. Para el segundo semestre de 2015 está programada la entrada en servicio de la totalidad de las instalaciones de la nueva central que están conformadas por un Ciclo Combinado de 2 Turbinas de Gas y 1 Turbina de Vapor.

Una vez puesto en funcionamiento el ciclo combinado -previsto para 2015- se iniciará la devolución de la deuda que mantiene CAMMESA con las empresas generadoras que aportaron a dicho proyecto a través de un contrato de abastecimiento durante 10 años a una tasa Libor de 30 días más 5%, conforme al Acuerdo Generadores 2008-2011.

Otras generadoras conectadas al SIN argentino son: AES Alicura, Sadesa, Capex, Petrobras, Pampa Generación y Pluspetrol.



Proyecto Motogeneradores

El Gobierno argentino llamó, en febrero de 2014, a los principales generadores a presentar proyectos de instalación de nueva generación, preferentemente con fueloil, la que debía estar en funcionamiento antes del 1 de junio de 2015 y que sería financiada con las acreencias de la Resolución SE N°95/13 y remunerada por ésta.

Con la colaboración de Enel y Endesa Chile se analizaron diferentes opciones de equipamiento, incluyendo la posibilidad de trasladar turbinas de gas disponibles en el grupo, optándose, por plazo y monto disponible en acreencias, por la instalación de motores, alimentados a fueloil, en Costanera.

Para invertir las acreencias retenidas por el Gobierno, derivadas de la Remuneración Adicional de la Resolución SE N° 95/13 y su sucesora la Resolución SE N° 529/14, correspondientes al periodo febrero 2013 - diciembre 2015, devengadas y a devengarse, Hidroeléctrica El Chocón asumió el compromiso por la instalación de 35 MW, en 4 motogeneradores nuevos a fueloil, de alta eficiencia, sobre barras de media tensión (11 kV) de Costanera -empresa que actuará como financista de HECSA con sus acreencias, en caso de no alcanzarse a cubrir la inversión con las acreencias de ésta.

La inversión total se estima en U\$S43 millones y la fecha comprometida para esta nueva generación el 1 de junio de 2015.

A fines de mayo, a través de Global Procurement y bajo la responsabilidad de Ingeniería de Endesa Chile, se emitió el pedido de ofertas a los dos fabricantes que habían manifestado contar con este tipo de motores en depósito (MAN y Wärtsilä). La provisión de los motores fue adjudicada a la firma Wärtsilä, negociándose también un LTSA a 10 años.

El 6 de octubre se adjudicó la Licitación MGC-02 "Instalacion de Motores Generadores, Suministros Bop, Obras Civiles y Otros Servicios", con la firma Ingeniería Ronza S.A.

A partir de los primeros días de diciembre de 2014, los 4 motogeneradores se encuentran disponibles para el montaje en Costanera. (La propiedad de estos motores es de Hidroeléctrica El Chocón S.A. y Costanera será la encargada de llevar adelante las obras tanto civiles como electromecánicas para el montaje como también la futura operación).



Costanera

Se encuentra localizada en la ciudad de Buenos Aires y posee seis unidades turbo vapor por un total de 1.138 MW, las que pueden generar con gas natural o fuel oil. También opera dos ciclos combinados de 859 MW y 327 MW, respectivamente, totalizando la capacidad instalada de 2.324 MW.

En 2014, la generación neta fue de 6.972 GWh y la energía vendida alcanzó 7.051 GWh. Durante 2014, la demanda del sistema eléctrico argentino registró un aumento del 1% respecto de 2013.

Los nuevos récords de consumos diarios de potencia y energía, volvieron a presentarse durante la época estival, en días de calor extremo. En tal sentido, el 20 de enero de 2014 fue superado el máximo histórico de Potencia para día hábil, alcanzándose un valor de 24.034 MW, por otro lado, el 23 de enero de 2014 fue superado el máximo histórico de energía para día hábil, correspondiendo 507,6 GWh. De igual modo, fue superado el máximo histórico de potencia y energía del SADI para el día sábado, registrándose el día 18 de enero de 2014, 21.866 MW y 477,9 GWh respectivamente.

En términos de producción eléctrica, la potencia máxima bruta generada en el SADI alcanzó un nuevo récord histórico de 24.034 MW, superando en un 1% el record del año 2013 de 23.794 MW.

Durante 2014, CAMMESA realizó el despacho del SADI, según las resoluciones establecidas por la Secretaría de Energía, en dicho contexto, ha priorizado el despacho de las unidades térmicas más eficientes con Gas Natural y el de las unidades turbovapor consumiendo Fuel Oil (FO).

Con respecto al Gas Natural utilizado para el despacho del MEM, el mismo resultó de considerar la disponibilidad de Gas Natural Nacional e importado según cuota asignada al sector usinas.



Como en años anteriores se realizó un programa de mantenimiento, las tareas más importantes del mismo se centraron en el aporte de personal propio para la realización de las obras complementarias del Proyecto de Rehabilitación de las Unidades Turbovapor, por una parte, y en mantener el resto de las Unidades en servicio por otra.

Además, durante el año se realizaron los mantenimientos previstos en los contratos de mantenimiento de largo plazo -Long Term Service Agreement (LTSA)- vigentes para ambos Ciclos Combinados.

En lo atinente a la rehabilitación de las Unidades Convencionales, cabe citar que durante el transcurso del año se concluyó la rehabilitación de la Unidad N° 1 con excelentes resultados.

La máquina alcanzó la potencia esperada y superó los valores de disponibilidad comprometidos de 70% alcanzando en los últimos dos meses del año valores cercanos al 85%.

La rehabilitación de las Unidades restantes se espera finalicen en el transcurso del próximo año.

En otro orden, durante 2014, se continuó ejecutando el contrato de Compromiso de Disponibilidad del Equipamiento Turbovapor, entre la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) y Costanera S.A. cumplimentándose en dicho marco, las obras de rehabilitación para las Unidades Convencionales.

Conforme a lo estipulado en las cláusulas 7.2 de los Contratos de Disponibilidad Ciclos Combinados y Turbovapor, respecto al tratamiento de la remuneración de los mismos y los cambios regulatorios que se produzcan que complementen o reemplacen los conceptos remuneratorios establecidos por la SE para el Mercado Spot del MEM por energía y potencia, la Secretaría de Energía emitió las siguientes notas SE N° 7594/2013 y N° 8376/2013 donde instruye a CAMMESA a partir de enero de 2014 a aplicar la metodología para compatibilizar las remuneraciones de la Resolución SE N° 95/2013 y los Contratos.



Durante el primer semestre de 2014, CAMMESA procedió a deducir de la remuneración que le correspondía a Costanera, las diferencias incrementales que la instrumentación de la Resolución S.E. N° 95/13 generó a su favor respecto de la aplicación de la metodología de remuneración anterior. En relación a esto CAMMESA emitió los ajustes correspondientes a los meses de febrero a junio de 2013.

Costanera rechazó los documentos de transacciones económicos emitidos por CAMMESA respecto a las deducciones efectuadas por los meses de 2014 y los ajustes correspondientes de 2013, solicitando asimismo que se abstenga de seguir aplicando los descuentos y reintegre los montos deducidos al momento. Esto último, hasta que la S.E. dé una respuesta respecto al pedido de definición de los aspectos remunerativos, planteados al momento de informar su intención de adherir a la Resolución S.E. N°95/13- referidos a la coexistencia de la norma y los Contratos de Disponibilidad.

Actualmente Costanera se encuentra en negociaciones con las autoridades de la Secretaría de Energía para encontrar una solución que minimice el impacto del efecto del alegado solapamiento.

En materia regulatoria, en mayo de 2014, el Gobierno publicó la Resolución de Secretaría de Energía N°529 de 2014 (la "Resolución"), que reemplaza la Resolución SE N°95/13 introduciendo adecuaciones a la normativa que

rige el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) en los aspectos vinculados con la remuneración de los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM. (ver apartado Esquema de Remuneración de Costos de Generación – Resolución S.E. N° 529/14).

En el ámbito de las finanzas, vale mencionar la continuidad de la estrategia financiera adoptada ya en años anteriores, de priorizar el manejo conservador de las mismas de manera de asegurar los recursos financieros necesarios para la adecuada operación de la central.

Cabe destacar que el 27 de octubre de 2014, se firmó la restructuración del pasivo más importante de la Sociedad con Mitsubishi Corporation, en condiciones beneficiosas para la sociedad.

Entre las principales condiciones de la restructuración, se destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al momento de la firma por US\$66,1 millones; la reprogramación de los vencimientos del capital de US\$120,6 millones por un plazo de 18 años, con un periodo de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15/12/2032; un pago mínimo anual de US\$3 millones en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniéndose la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos. La condición precedente para la efectividad del acuerdo firmado era que la sociedad efectuara un pago de US\$5 millones de la deuda vencida, dentro de los próximos 15 días hábiles desde la firma del acuerdo, lo que se cumplimentó el 14 de noviembre de 2014.

Dicha restructuración contribuye a la recomposición de la situación patrimonial quedando sus efectos reflejados en los estados financieros anuales.



Hidroeléctrica El Chocón

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

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

El año hidrológico iniciado el 1 de abril de 2014 se ha caracterizado como seco (quinto año seco consecutivo). Por lo tanto, los aportes hidrológicos de las cuencas de los ríos Limay y Collón Curá fueron escasos, razón por la cual el criterio operativo aplicado por el Organismo Encargado de Despacho, fue de restringir el uso de las reservas estratégicas acumuladas. Esta modalidad dio como resultado el mantenimiento y leve recuperación de las reservas energéticas del Comahue respecto a las de 2013.

Como resultado del despacho del embalse de El Chocón al cierre del ejercicio 2014, la generación neta del complejo El Chocón/Arroyito fue de 2.632 GWh, alcanzando la cota del embalse los 380,30 m.s.n.m. La reserva de energía en los embalses del Comahue era de 6.540 GWh, de los cuales 1.420 GWh corresponden a las reservas de El Chocón, ambos valores medidos respecto de la condición de cota mínima de Franja de Operación Extraordinaria (FOE).

En lo que se refiere al aspecto operacional, la disponibilidad acumulada en 2014 del complejo El Chocón-Arroyito fue de 94,57%, habiéndose cumplido en forma satisfactoria el Mantenimiento Programado para ambas Centrales. También se complementó la Modernización del Sistema de Protecciones, Excitación y Secuencia de Arranque/Parada de las unidades números 3 y 4 y el transformador principal T3CH de la Central El Chocón.

Vale destacar que en marzo 2014, Hidroeléctrica El Chocón, finalizó el proyecto de Reemplazo del aceite mineral por Biodegradable de las 7 compuertas del Vertedero de Arroyito, lográndose una importante mejora desde el punto de vista Medioambiental. Arroyito pasó a ser el primer Vertedero libre de aceite mineral del Grupo Enel, en Latinoamérica.

En materia regulatoria, en mayo de 2014, el Gobierno publicó la Resolución de Secretaría de Energía N°529 de 2014 (la Resolución), que reemplaza la Resolución SE N°95/13 introduciendo adecuaciones a la normativa que rige el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), en los aspectos vinculados con la remuneración de los agentes Generadores, Cogeneradores y Autogeneradores del MEM.

En el desarrollo de las actividades de personal propio y contratistas, en 2014, no se han registrado accidentes. Los indicadores de IFG y IGG = 0 confirman un muy buen año en lo que se refiere a la seguridad de los trabajadores propios y contratados. Cabe resaltar que en el segundo semestre del año el personal contratista se incrementó notablemente respecto a las dotaciones normales por la ejecución de los trabajos de Modernización de la Central El Chocón.

En el ámbito de las finanzas, la sociedad, atenta al complejo escenario imperante en el sector eléctrico, canceló parte de su deuda por US\$8,6 millones.

Durante 2014, Chocón formalizó la refinanciación de la deuda con los Bancos Deutsche Bank AG, Standard Bank Plc e Itaú BBA Securities, por US\$18,46 millones, por un plazo de 2 años (con 1 año de gracia), amortizable en 5 cuotas iguales, trimestrales y consecutivas a partir de febrero de 2015, devengando una tasa Libo de 90 días más 12,5%.

Con referencia al préstamo por US\$6,89 millones para la ejecución de obras en las 6 unidades de la Central El Chocón (Trabajos de Modernización; Automatización y reequipamiento) - otorgado por Cammesa, en condiciones ventajosas para la Compañía, y en adición a lo informado el año anterior, cabe mencionar que al 31 de diciembre de 2014, el importe total recibido bajo dicho concepto ascendió a \$29,1 millones.

Los principales proyectos de inversión que se prevé realizar en 2015 son: i) Completar el Proyecto de los Motogeneradores para disponer de 35 MW en la Central Costanera al 01/06/15, ii) completar las mejoras adicionales de Separadores de hidrocarburos en sistema de agua de refrigeración de las 3 unidades de la Central Arroyito y cambio de aceite mineral por biodegradable en compuertas de toma de Central El Chocón., iii) Realizar los Mantenimientos Mayores de los interruptores principales de máquinas 1 y 6.

Esquema de Remuneración de Costos de Generación – Resolución S.E. N°529/14

La Secretaría de Energía mediante la Resolución S.E. N°529 del 20 de mayo de 2014 (retroactiva a Febrero de 2014), actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde febrero 2013 según la Resolución SE N°95/2013. En términos generales, la nueva resolución incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas y 35% para las unidades turbo vapor. Los costos variables (no combustibles) se ajustaron 41% para plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21\$Arg/MWh para los ciclos combinados y 24\$Ar/MWh para el resto de la generación térmica.

Conceptualmente, la nueva resolución resuelve lo siguiente:

- (i) Reemplazo de los anexos I, II, III, incrementando la Remuneración de Costos Fijos, Remuneración de Costos Variables (No Combustibles), y Remuneración Adicional.
- (ii) Incorporación de un nuevo esquema de Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes para los Agentes Generadores Térmicos Comprendidos con los valores que se indican en el Anexo IV de esta Resolución. Dichos montos tendrán como el destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la S.E.
- (iii) Modificación del esquema de Remuneración de Costos Fijos de los Agentes Generadores Comprendidos, del Artículo 3° de la Resolución N° 95/13, en lo referido al cálculo de la Remuneración de los Costos Fijos de los Agentes Generadores térmicos en función de su Disponibilidad Registrada, Disponibilidades Objetivo de la tecnología, su Disponibilidad Histórica y la época del año, por la metodología que se indica en el ANEXO V de esta Resolución.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Argentina, actualmente, no existen terrenos reservados para futuros proyectos.



Operaciones en Brasil

Enel Brasil

En 2005, se constituyó el holding Endesa Brasil S.A, actualmente Enel Brasil , surgido del aporte de los activos existentes en ese país de Endesa Latinoamérica (actualmente Enel Latinoamérica), Enersis, Endesa Chile y Chilectra. De ese modo, Endesa Chile dejó de consolidar a Cachoeira Dourada, y Enersis comenzó a consolidar Enel Brasil S.A. Endesa Chile cuenta con una participación de 37,14% en Enel Brasil S.A.

Enel Brasil S.A. controla las siguientes empresas:

Cachoeira

Se ubica en el Estado de Goias, a 240 km al sur de Goiania. Posee diez unidades con un total de 665 MW de capacidad instalada. Es hidroeléctrica de pasada y utiliza las aguas del río Paranaíba.

La generación neta durante 2014 fue de 2.741 GWh, mientras que las ventas alcanzaron los 3.903 GWh.

Fortaleza

Se ubica en el municipio de Caucaia, a 50 km de la capital del estado de Ceará. Es una central térmica de ciclo combinado de 322 MW que utiliza gas natural, y tiene capacidad para generar un tercio de las necesidades de energía eléctrica de Ceará, que alberga una población de aproximadamente 8,2 millones de personas.

Construida en un área de 70 mil metros cuadrados, forma parte de la infraestructura del Complejo Industrial y Portuario del Pecém, en el municipio de Caucaia, e integra el Programa Prioritario de Termoelectricidade (PPT) del gobierno federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales cliente son Coelce y Petrobras.

La generación eléctrica de 2014 fue de 2.484 GWh, mientras que sus ventas alcanzaron los 3.205 GWh.

Cien

La Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN) es una empresa de transmisión de energía de Brasil. Su complejo está formado por dos estaciones de conversión de frecuencia Garabi I y Garabi II, que convierten en ambos sentidos las frecuencias de Brasil (60 Hertz) y Argentina (50 Hertz), y las líneas de transmisión. En el lado argentino, son administradas por dos subsidiarias: la Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) y la Transportadora de Energía S.A. (TESA), en ambas Endesa Cien mantiene control 100% del capital.

El sistema de interconexión consiste de dos líneas de transmisión, con extensión total de 1.000 km, y la Estación Conversora de Garabi.

El 5 de abril de 2011, fueron publicadas en el diario oficial las portarías que definen el valor anual de la Remuneración Anual Permitida (RAP) para Cien. Con ello, el regulador equipara a Cien (cuyos activos se componen de las líneas Garabi I y II) a los concesionarios de servicio público de transmisión. La RAP anual total es reajustada anualmente, y se realizarán procesos de revisiones tarifarias a cada 4 años. A partir de abril 2011, por tanto, Cien quedó oficialmente autorizada para recibir pagos bajo este nuevo enfoque de negocio.



Ampla

Ampla es una compañía de distribución de energía con actuación en 73,3% del territorio del Estado del Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.615 km². La población alcanza a aproximadamente 8 millones de habitantes, repartidos en 66 municipios, de los cuales destacan: Niteroi, São Gonçalo, Petrópolis, Campos y Cabo Frío.

Durante 2014, Ampla entregó servicio de energía eléctrica a 2.875.292 clientes, 2,6% más que en 2013. Del total, 91% corresponden a clientes residenciales, 6% a comerciales, y 3% a otros usuarios.

Las ventas de energía, en 2014, alcanzaron un total de 11.701 GWh, que representó un aumento de 5,9% en relación con 2013, con importante participación de clientes residenciales que representan 41% de las ventas físicas, seguido por clientes comerciales con 19% de ventas, luego clientes libres con 14%, clientes industriales 8%, iluminación pública y de gobierno 13% y otros clientes 5%.

Desde 2003, Ampla actúa con gran énfasis en el combate al hurto de energía con reducción de 3,5 puntos porcentuales en este indicador (de 23,64% a 20,11%). La reducción sostenible sólo es posible debido

al conjunto de resultados positivos obtenidos con los proyectos desarrollados por Ampla (uso de tecnología y actuación social). Durante varios años, la empresa ha ganado una serie de premios que indican la excelencia de nuestros proyectos.

Sin embargo, hoy en día las pérdidas de energía siguen representando uno de los principales desafíos de Ampla. En 2014 cerró con un aumento respecto año anterior de 0,3 puntos porcentuales, pasando de 19,76% a 20,11% logrando contener en parte la fuerte agresividad del mercado, el cual ha aumentado las zonas de riesgo en la zona de concesión de la empresa.

Coelce

Coelce es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.921 km². La empresa atiende a una población de más de 8 millones de habitantes.

Las ventas de energía en 2014 fueron de 11.177 GWh, aumentando 4,3% con respecto a 2013. Las clases de consumo que influyeron en este crecimiento fueron: un aumento de 11% en clientes residenciales, 16% clientes libres, clientes comerciales y otros clientes tuvieron respectivamente 6,3% y 7,7%.

El número de clientes, al cierre de 2014, aumento a 3.625.208, lo que significa 3,6% de variación en comparación al cierre del ejercicio de 2013. La clasificación por tipo de clientes indica que el 77% son residenciales, el 15% rurales, el 6% de clientes comerciales, y el resto se compone de otros clientes.

Operaciones en Chile

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

Centrales Generadoras de Endesa Chile y Filiales

Capacidad instalada (Mw) ⁽¹⁾				
Central	Compañía	Tecnología	2013	2014
Los Molles	Endesa Chile	Hidráulica	18	18
Rapel	Endesa Chile	Hidráulica	377	377
Sauzal	Endesa Chile	Hidráulica	77	77
Sauzalito	Endesa Chile	Hidráulica	12	12
Cipreses	Endesa Chile	Hidráulica	106	106
Isla	Endesa Chile	Hidráulica	70	70
Abanico	Endesa Chile	Hidráulica	136	136
El Toro	Endesa Chile	Hidráulica	450	450
Antuco	Endesa Chile	Hidráulica	320	320
Ralco	Endesa Chile	Hidráulica	690	690
Palmucho	Endesa Chile	Hidráulica	34	34
Taltal	Endesa Chile	Fuel/Gas Natural	245	245
Diego de Almagro	Endesa Chile	Fuel/Gas Natural	24	24
Huasco TG	Endesa Chile	Fuel/Gas Natural	64	64
Bocamina	Endesa Chile	Carbón	478	478
San Isidro	Celta	Fuel/Gas Natural	379	379
San Isidro 2	Celta	Fuel/Gas Natural	399	399
Quintero	Endesa Chile	Fuel / Gas Natural	257	257
Ojos de Agua	Celta	Hidráulica	9	9
Pehuenche	Pehuenche	Hidráulica	570	570
Curillínque	Pehuenche	Hidráulica	89	89
Loma Alta	Pehuenche	Hidráulica	40	40
Pangue	Celta	Hidráulica	467	467
Canela	Celta	Eólica	18	18
Canela II	Celta	Eólica	60	60
Tarapacá TG	Celta	Fuel/Gas Natural	24	24
Tarapacá carbón	Celta	Carbón	158	158
Atacama ⁽²⁾	Gas Atacama	Diesel / Gas Natural	0	781
Total			5.571	6.351

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

- (2) Gas Atacama consolida en Endesa Chile a partir de mayo de 2014

Las ventas de energía eléctrica de Endesa Chile y de sus empresas filiales en el SIC alcanzaron 19.577 GWh, en 2014. Este volumen representa una participación de 40% en las ventas totales del SIC, incluidas las ventas a clientes y las ventas netas en el mercado spot. Las ventas a clientes regulados representaron 81%, a clientes libres 15%, y 4% correspondió a operaciones netas en el mercado spot. Asimismo, las ventas de energía eléctrica en el SING alcanzaron a 1.580 GWh en 2014, que representaron una participación de 10% en las ventas totales de dicho sistema eléctrico.

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía de Endesa Chile y Filiales

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2013	2014
Endesa Chile	3.757	3.757
Pehuenche S.A.	699	699
San Isidro S.A. ⁽³⁾	0	0
Endesa Eco ⁽³⁾	0	0
Celta S.A. ⁽³⁾	1.115	1.115
Gasatacama ⁽²⁾	0	781
Total	5.571	6.351

Generación ⁽⁴⁾	2013	2014
Endesa Chile	11.967	10.092
Pehuenche S.A.	2.565	2.902
Pangue S.A. ⁽³⁾	0	0
San Isidro S.A. ⁽³⁾	2.546	0
Endesa Eco ⁽³⁾	796	0
Celta S.A. ⁽³⁾	1.564	4.553
Gasatacama ⁽²⁾	0	516
Total	19.438	18.063

Ventas	2013	2014
Ventas a clientes finales		
Endesa Chile ⁽⁵⁾	17.743	18.438
Pehuenche S.A.	279	293
Pangue S.A.	0	0
San Isidro S.A.	0	0
Endesa Eco	0	0
Celta S.A.	959	1.007
Gasatacama ⁽²⁾	0	165
Ventas mercado spot ⁽⁵⁾	1425	1253
Total	20.406	21.156

- (1) Estos valores resultan de las potencias máximas determinadas por la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año. Corresponden a los de la potencia máxima de diseño de las unidades generadoras, en su mayoría, corroboradas con las pruebas de satisfacción de garantías contractuales realizadas por el proveedor de dichos equipos de generación. En algunos casos, los valores de potencia máxima pueden diferir del valor de la potencia declarada a los organismos reguladores y clientes de cada país, en función de los criterios definidos por dichas entidades y a satisfacción de los marcos contractuales correspondientes.
- (2) Gas Atacama consolida en Endesa Chile a partir de mayo de 2014
- (3) A partir del 1 de septiembre de 2013, San Isidro se fusionó con Endesa Eco; a partir del 1 de noviembre de 2013, Endesa Eco se fusionó con Celta. Por esta razón se presentan diferencias significativas en capacidad instalada y generación con respecto al año anterior en estas empresas.
- (4) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios y las pérdidas de transmisión.
- (5) Dato 2013 difiere del valor informado en la memoria anterior debido a una corrección en las ventas de Endesa Chile, cuya versión 2013 incluía ventas spot.

Actividades y Proyectos

Principales Clientes y Proveedores

Los principales clientes de Endesa Chile son: CGE, Saesa, Chilquinta, Emel, Chilectra, Collahuasi, Compañía Minera del Pacífico, Teck Carmen de Andacollo Grupo Chilquinta, SCM Minera Lumina Copper, CAP Chile y Minera Valle Central.

Por su parte, los principales proveedores de la Compañía son: Ferrovial Agroman Chile S.A., Salta S.A. Empresa de Montajes, Inerco Ingeniería y Tecnología, Akeron-CAF Servicios Industriales Ltda., Mitsubischi Corporation, Voith Idro Ltda. GNL Chile (BG y GNLQ), Endesa Generación (España) y Transelec.

Los principales competidores de Endesa Chile son: Colbún, AES Gener y E-CL (GDF Suez).

Respecto de cada uno de los clientes y proveedores de Endesa Chile, no existe un grado de dependencia que pudiera considerarse relevante.



Escenario Operacional y Comercial

Eventos que Influyeron en el Desempeño Operacional y Comercial

El Sistema Interconectado Central (SIC) siguió presentando costos de abastecimiento elevados, aunque en promedio fueron menores a los de 2013. Ello se debió a diversas variables, entre las cuales cabe mencionar principalmente la secuencia de 4 años secos hasta 2013, seguido de un año 2014 que si bien presentó una condición hidrológica levemente más favorable, de características semi-seca, con una probabilidad de excedencia acumulada promedio del orden de 75%, ella no permitió revertir en forma significativa la disponibilidad de los caudales afluentes y del agua acumulada en los embalses. Contribuyó también a dicha condición de abastecimiento el hecho que los precios de los combustibles se mantuvieron también en valores relativamente elevados, como en años anteriores. Afectó también el nivel de precios de la energía, la indisponibilidad durante todo el año de la central a carbón Bocamina II (por fallo judicial ampliamente divulgado) y, desde fines de agosto, la detención de Bocamina I debido a faenas mayores programadas.

Aparte de la hidrolología ligeramente más húmeda registrada en el 2014, también ayudó a reducir los precios de la energía de ese ejercicio, el moderado incremento que presentaron los consumos del SIC, cuya tasa de crecimiento fue sólo de un 2.5% respecto de 2013.

No obstante el impacto de los eventos antes señalados en el margen de la compañía, se destaca que Endesa Chile posee atributos operacionales y comerciales que le permiten afrontar en buena forma dichas condiciones adversas, a saber: i).- posee un parque generador de gran tamaño, variado, competitivo y con una alta disponibilidad operacional, compuesto principalmente por centrales hidroeléctricas y térmicas eficientes, lo que le permite mantener un nivel promedio de bajos costos de operación; ii).- su política comercial ha sido diseñada y aplicada siempre afín con su parque generador y acorde con las exigencias de flexibilidad y competitividad que le impone la normativa y el mercado eléctrico nacional. En tal contexto, Endesa Chile ha procurado establecer una política comercial de tipo equilibrada, que pretende armonizar una posición de baja exposición al riesgo hidrológico con una rentabilidad adecuada, lo que ha derivado en comprometer contratos con un nivel de energía coherente con el tamaño y composición de su parque generador, a mantener una cartera de clientes diversificada y aplicar una política de precios que le permitida sostener los márgenes aún en situaciones de hidrolología adversa; y iii).- la política de explotación de la compañía apunta a mantener constantemente estándares elevados de calidad y disponibilidad operacional de sus instalaciones, la que incluye también diseñar y aplicar los planes de modernización necesarios para mantener actualizadas las condiciones operativas de modo de cumplir cabalmente las exigencias técnicas y ambientales que disponen las normas regulatorias.

Condición Hidrológica en el SIC

El año 2014 comenzó con un deshielo de características muy secas y sin precipitaciones que se prolongó hasta inicios de mayo, fecha en que se inicia un período muy breve de lluvias de regular intensidad, que se extendió sólo hasta principios del mes de junio. Posteriormente, se registraron precipitaciones que fueron ocasionales pero de mayor intensidad, configurando así un año 2014 de características semi-seca. Los dos primeros trimestres fueron los más secos, con probabilidades de excedencia acumulada de afluentes de 90% y 69%, respectivamente. Esta condición mejoró durante el tercer trimestre debido a precipitaciones ocurridas desde el mes de julio, cuya intensidad tuvo su máximo desde fines de julio hasta mediados de agosto, dejando como resultado una recuperación de los niveles embalses estacionales, lo que significó registrar para ese trimestre una probabilidad de excedencia de 45%. En el último trimestre, correspondiente al período de deshielo, se registró una hidrología semi-seca del orden 70%, cuyo efecto sumado al de los trimestres anteriores, redundó en definitiva en la probabilidad de excedencia acumulada promedio de afluentes de 75% para el año 2014.

Generación y Costos de Suministros en el SIC

Si bien la condición hidrológica mejoró levemente el 2014, el abastecimiento del SIC, volvió a ser mayoritariamente de origen térmico (52,2%), aunque su participación se redujo en relación al 59,6% del año 2013. El combustible predominante en la generación térmica fue nuevamente el carbón, que representó 30% del total, que también disminuyó respecto al 37,3% del año anterior; le siguió el GNL, cuyo aporte fue de un 15% del total y finalmente, con una contribución menor, se ubicó el petróleo, con el 3%.

Por su parte, la condición hidrológica más favorable de 2014 permitió que la generación hidroeléctrica pudiera contar con un aumento de los caudales afluentes y una leve recuperación de los niveles de cota de los embalses respecto de la condición disminuida de 2013, año en el cual, alguno de ellos como el embalse Laja y la laguna del Maule, se mantuvieron operando en gran parte del periodo en la zona de mayor restricción de extracciones. Esta condición menos seca implicó un aumento de la generación hidroeléctrica con una participación de 45% en el SIC, superior al 39,4 % de 2013.

Respecto de la generación de ERNC no hidroeléctrico, la biomasa, la eólica tuvieron una participación similar en la generación del SIC, del orden del 3% cada una, y la solar algo menor, cercana al 1%.

En relación con la producción de energía en el SIC, Endesa Chile tuvo una participación de un 33% del total, la que disminuyó respecto del 39% del año anterior, debido principalmente a la indisponibilidad de las centrales Bocamina I y II. Su contribución a la generación hidroeléctrica fue del 51%, la generación térmica disminuye significativamente, del 30% del 2013 al 19% el 2014. No obstante, Endesa Chile mantiene su participación mayoritaria en la generación térmica con GNL en el SIC, que representó un 57% del total. En carbón, su producción se reduce significativamente de 16% el 2013 a 3% el 2014 y en petróleo un 4%. En la generación eólica, Endesa Chile su contribución fue de 11% en relación con el total eólico del sistema.

Los precios de los combustibles durante el año 2014 experimentaron variaciones no significativas respecto a los de 2013. En el caso del carbón, el principal combustible de 2014, su precio promedio tuvo una leve alza en torno al 2,1%, desde un valor de 108,4 US\$/Ton el 2013 a 110,7 US\$/Ton el 2014. En el caso del GNL, el

siguiente en participación en el SIC y el principal utilizado por Endesa Chile, su precio promedio tuvo un significativo aumento, cercano al 50% respecto de 2013 (de 252 US\$/Dm³ a 370 US\$/Dm³ el 2014), lo que implicó para Endesa Chile un aumento de sus costos de generación con este insumo. Ello, no obstante que su mayor generación hidroeléctrica tuvo un impacto favorable en la reducción de los costos totales de generación de la compañía. El resto de los combustibles, de menor preponderancia durante el 2014, registraron moderadas reducciones en sus precios promedios anuales: el Fuel oil N° 6 en -6% (611 US\$/Ton a 575 US\$/Ton) y el diesel en un 7% (de 825 US\$/Ton a 766 US\$/Ton).

La condición hidrológica levemente más favorable y precios de los combustibles sin variaciones significativas, salvo el GNL, redundó en una situación en que los precios de la energía en el mercado spot se mantuvieran en niveles altos, aunque en promedio inferior al del año 2013. En efecto, el costo marginal horario promedio anual en el nudo Alto Jahuel - 220 kV registró una disminución del orden de 14% (de un valor promedio de 154 US\$/MWh el 2013 pasó a un valor de 132 US\$/MWh el 2014), siendo mayor esta disminución el segundo semestre de 2014, período en el que se registraron la mayor parte de las precipitaciones del SIC.

La Importancia del Gas Natural Licuado (GNL)

Dos proyectos de expansión del Terminal de GNL Quintero en los cuales se ha hecho partícipe Endesa Chile, continuaron su ejecución durante 2014. Por un lado, el proyecto que aumenta la capacidad de regasificación de la planta en 4.8 MMm³/día, que representa un incremento de 50%, que le permite alcanzar al terminal durante el primer trimestre de 2015, una capacidad total de 14,4 MMm³/d. Por otra parte, el proyecto de ampliación del patio de carga de GNL en camiones del terminal, que ha duplicado en el 2014 su capacidad de carga en 0.75 MMm³/d, hasta alcanzar un total de 1,5 MMm³/d (en volumen de gas equivalente).

En relación con lo anterior, Endesa Chile ha contratado capacidad adicional en ambos proyectos. Del incremento de capacidad de regasificación de la planta, contrató un volumen de 2,1 MMm³/d, lo que le permitirá abastecer necesidades de gas en turbinas de Quintero y para el desarrollo de nuevos proyectos en la zona centro, mientras que la expansión del patio de carga de GNL, Endesa Chile contrató 0,25 MMm³ (gas equivalente), que le ha permitido el inicio de la comercialización de gas a clientes industriales. Respecto de esto último, el 18 de agosto de 2014 se realizó la primera carga de GNL a Planta Satélite de Regasificación, construida por Endesa Chile en las instalaciones de MAERSK, primer cliente industrial abastecido vía camiones desde el Terminal de Quintero. Además, se suscribió contrato de suministro de GNL por 20 años con GasValpo para que distribuya Gas Natural en las ciudades de Coquimbo/La Serena, Los Andes y Talca.

Desde el punto de vista de la operación eléctrica, si bien 2014 rompió la tendencia de sequía extrema de los cuatro años anteriores, el suministro de GNL para las centrales de Endesa Chile en el SIC siguió siendo fundamental

para contener los costos de generación térmica. En efecto, la generación de Endesa Chile con GNL fue 4,5 TWh en el año, representando 9% de la generación anual de SIC y 20% menos que 2013 donde representó 11% de la generación anual del SIC.

El Terminal de Quintero descargó 37 barcos, con un contenido de 2.977 MMm³ de gas natural, de los cuales 885 MMm³ correspondieron a Endesa Chile. Cabe señalar que unos 642 MMm³ de gas de otros socios del Terminal también fue destinado a producción eléctrica, a través de su venta a otros generadores del SIC.

Políticas del Gobierno que tienen Incidencia Directa en el Sector Eléctrico

En mayo 2014, el Ministerio de Energía presentó la Agenda de Energía con la propuesta programática del Gobierno, en la cual se configura una política energética global para el país que incluye un diagnóstico del sector y medidas para el corto y largo plazo. Esta agenda plantea armonizar objetivos económicos, ambientales y sociales con el propósito de contar con una energía confiable, inclusiva, sustentable, producida a precios razonables y proveniente de una matriz diversificada. Para ello se estructura en siete ejes temáticos que abarcan los principales aspectos que inciden en el quehacer y desarrollo eléctrico del país.

Dentro de los desafíos y metas principales que plantea esta agenda están: i).- reducir los precios de la energía a través de promover una mayor competencia, eficiencia y diversificación de mercado y cuya vía más importante de corto plazo es mediante la intervención y participación estatal en las licitaciones de suministro a las empresas de distribución (EEDD), ii).- fomentar una matriz más independiente de insumos extranjeros, con una fuerte promoción en proyectos que utilizan recursos renovables como son los hidroeléctricos y los de ERNC,

iii).- reforzar la conectividad de los sistemas eléctricos a través un nuevo marco regulatorio (2015) destinado a promover la expansión de los sistemas de transmisión y la interconexión de los sistemas SIC y SING, iv).- impulsar las inversiones en infraestructura energética a través de la Unidad de Gestión de Proyectos del Ministerio de Energía la que, entre sus actividades, está el monitorear el avance de los proyectos declarados "en construcción" y los procesos de tramitación de los permisos sectoriales de proyectos de inversión, lo que en el caso de Endesa Chile incide directamente en el proyecto hidroeléctrico Los Córdones, que está construyendo la compañía en la cuenca del Maule y que fue declarado en construcción en la fijación de precios de nudo de octubre de 2014, v).- promover y dirigir la participación ciudadana en el desarrollo eléctrico, incrementando la participación de las comunidades locales en el desarrollo y beneficios de los proyectos, vi).- intensificar el uso eficiente la energía y vii).- fortalecer y modernizar el rol del Estado en las actividades de energía.

Para el desarrollo de esta propuesta programática el Ministerio de Energía ha definido también una agenda legislativa que contempla una cantidad importante de proyectos de Ley y de reglamentos pendientes que serán revisados para su promulgación.

Aspectos Regulatorios Asociados al Sector Eléctrico: Proyectos de Ley, Reglamentos y Normas Técnicas

Dos leyes de relevancia para el sector eléctrico fueron tratadas en 2014, a saber:

Ley de Interconexión Eléctrica de Sistemas Eléctricos Independientes (Ley N° 20726) que fue promulgada el 7 de febrero, cuya aplicación tiene como objetivo promover, la conectividad de mercados que se encuentran en sistemas eléctricos separados, como lo son esencialmente el SIC y el SING. Esta norma dispone que los proyectos de interconexión deben ser incorporados en los estudios de transmisión troncal (ETT) y remunerados como tales en caso de ser recomendados y además el Ministerio a través de la Comisión podrá incorporar la interconexión a las obras del troncal cuando ello permita un mejor funcionamiento del sistema eléctrico, acompañando en este último caso la debida justificación técnico-económica.

Coherente con la Agenda de Energía antes referida, el Gobierno envió en agosto el proyecto de ley que modifica el proceso de licitaciones para el suministro de las empresas de distribución (EEDD), con el objetivo señalado de perfeccionar el sistema de licitaciones, destrabar las inversiones en el sector, aumentar competitividad y disminuir los precios de suministro. Una importante modificación incluida en este proyecto es que el estado (CNE) toma la responsabilidad de licitar y asegurar el suministro de los clientes regulados de las EEDD. Las licitaciones son concebidas para suministro de largo plazo, pero la CNE podrá realizar licitaciones de corto plazo para resolver problemas de suministro de EEDD sin contratos. También contempla tratamientos especiales para el caso de licitaciones que se respalden con nuevos proyectos de generación y por tipo de tecnologías de generación

(ERNC). Hasta el cierre de 2014, el proyecto se encontraba en trámite en el Senado, con una alta probabilidad que fuera aprobado y despachado al ejecutivo durante enero de 2015.

El proyecto de ley Carretera Eléctrica, que estuvo en trámite en el Congreso el año anterior, será reemplazado por un nuevo proyecto de ley sobre el transporte eléctrico que será presentado, según la Agenda de Energía, durante 2015, como resultado de un estudio y propuesta que realicen en conjunto la Comisión Nacional de Energía y la Pontificia Universidad Católica de Chile.

Dentro de las principales normas de rango reglamentario, durante 2014 se publicaron las siguientes: i).- En el ámbito de Ley de Concesiones Eléctricas (Ley 20.701 del 2013), se publican dos normas reglamentarias: una, el 4 de agosto, que modifica el Reglamento de la Ley de Servicios Eléctricos (DS 327) y cuyo propósito es regular materias propias contenidas en dicha Ley; y la otra, el 4 de septiembre, que modifica el reglamento sobre integración y funcionamiento de la Comisión de Hombres Buenos, con la finalidad de regular los procedimientos para integrar las comisiones tasadoras y para avaluar los efectos de la concesiones, de forma de hacer más transparente facilitar el proceso de otorgamiento de las mismas, ii).- En materia de las licitaciones de suministro a EEDD, el 21 de agosto se promulga una modificación al Reglamento de Licitaciones (DS N° 4), con el objetivo de aumentar la competitividad en la oferta, mejorar la programación de los procesos de licitación, evitar la situación de suministros sin contratos y estandarizar los contratos de suministro; y iii).- El 6 de diciembre se publica el reglamento de licitaciones para la provisión de bloques anuales de energía provenientes de ERNC, con el objetivo de establecer las condiciones del procedimiento para realizar las licitaciones destinadas a dar cumplimiento con las obligaciones de

suministro con ERNC que se indican en el Ley Eléctrica (artículo 150 del DFL N°4). Por su parte, dos normas reglamentarias ligadas al sistema de transmisión se encuentran en trámite en la Contraloría General de la República para su control legal: el Reglamento de Sistemas de Subtransmisión, que reingresó en septiembre de 2014 sin modificaciones; y el Reglamento para Sistemas de Transmisión Adicional, ingresado con modificaciones después de una consulta pública realizada por el Ministerio de Energía, en la cual participó nuestra compañía.

Finalmente, cabe señalar que en julio la Comisión Nacional de Energía promulgó una nueva Norma Técnica con las exigencias de seguridad y calidad de servicio para los sistemas SIC y SING. Principalmente esta norma dispone de nuevas y mayores exigencias para la instalación, conexión y operación de los equipos eléctricos y, además, incluye las normas y exigencias necesarias para que comiencen a operar los servicios complementarios en ambos sistemas, de acuerdo con lo dispuesto en el Reglamento de Servicios Complementarios publicado en 2012 .



Acciones durante 2014

En la Explotación de las Instalaciones

Para Endesa Chile ha sido una preocupación permanente mantener los elevados estándares de disponibilidad, eficiencia y seguridad en la operación de sus centrales, con la finalidad de mantener su posición de liderazgo en la industria eléctrica. Su excelente nivel operativo se puede constatar, entre otros factores, por los siguientes hechos ocurridos durante 2014:

- Con excepción de central Bocamina II, todo el parque generador está certificado en las normas ISO 14.001 y OHSAS 18.001. Además, seis de las centrales generadoras también están certificadas en la norma ISO 9.001.
- Mediante un proceso que contempló la realización de un programa de cuatro auditorías externas que se inició en 2012 y concluyó en enero de 2014, se verificó el cumplimiento del 100% de las acciones comprometidas en el Acuerdo de Producción Limpia (APL) de la zona industrial Puchuncaví-Quintero, que atañe a la producción eléctrica de la central Quintero. Con esto, el Consejo de Producción Limpia entregó a Endesa Chile en diciembre de 2014, el certificado de cumplimiento del acuerdo
- En diciembre el complejo San Isidro recibió la certificación de cumplimiento de la norma ISO 50.001, Sistema de Gestión Energética. Sumado a esto, el complejo termoeléctrico de San Isidro fue reconocido con el Sello de Eficiencia Energética (Sello EE), otorgado anualmente por el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile, a través de su Agencia Chilena de Eficiencia Energética (ACHEE). Este reconocimiento la convirtió en la primera planta generadora del país en obtener esta distinción a nivel nacional.
- En el contexto de la modernización de las unidades, en específico respecto al telecontrol de las unidades hidráulicas, durante 2014 las centrales hidroeléctricas Rapel, El Toro, Antuco, Abanico, Los Molles, Sauzal y Sauzalito pasaron a ser telecontroladas desde el Centro de Explotación Nacional (CNE) de Endesa Chile. Estas centrales se sumaron a las centrales Pehuenche, Curillín y Loma Alta, que ya estaban siendo telecontroladas desde el CEN.
- Continuando con la modernización de las unidades generadoras, durante abril se reemplazaron los reguladores originales de velocidad y tensión de la unidad N°2 de central Pehuenche por reguladores ABB y Woodward, respectivamente.
- En el marco de las acciones de mejoramiento de la eficiencia de las instalaciones, en junio se reemplazó el rodete y partes activas de la turbina de la unidad N°2 de central Isla. Esto significó aumentar del orden del 3% el rendimiento de la unidad.
- En concordancia con la política de mejoramiento de los estándares de disponibilidad y de aseguramiento de la vida útil de las unidades generadoras, en el mes de julio se cambió el bobinado estático del generador de la unidad N°1 de central Sauzal.
- Durante 2014, se continuó con la práctica de certificar anualmente la capacidad de partida autónoma de las unidades generadoras que tienen esa particularidad. Durante el año se certificaron 29 unidades de las 33 que tienen la capacidad de partida autónoma.

- La generación del parque eólico Canela fue la más alta de su historia, alcanzando una producción de 163,3 GWh que representó un factor de planta de 24%. Canela I generó 28 GWh y Canela II 135,3 GWh.
- En el marco del “Protocolo de Comunicaciones ante Eventos que Afectan el Suministro de Energía”, preparado por el Ministerio de Energía, se participó en un ejercicio de simulación de una emergencia energética, donde el Ministerio puso a prueba y evaluación del Protocolo mediante la simulación del proceso de comunicaciones que se produciría en caso de ocurrir un terremoto y tsunami en la Región de Valparaíso. En el ejercicio participaron, además del Ministerio de Energía, las empresas relevantes del sector energético presentes en la región. El ejercicio comprobó la adecuada respuesta de Endesa Chile y de sus sistemas de comunicaciones para enfrentar el tipo de contingencia simulado.
- En el contexto de la eliminación de asbesto en las centrales generadoras, la compañía continuó en 2014 retirándolo de sus centrales cumpliendo así su propósito de retirar todo el asbesto presente en central Bocamina. Los trabajos comenzaron en septiembre y finalizarán durante el primer trimestre de 2015.
- En abril de 2014 se realizó la licitación para el suministro y montaje de un desulfurizador para central Tarapacá. Esto para cumplir las exigencias de la nueva norma de emisiones, que para central Tarapacá será aplicable desde junio de 2016.
- En septiembre se iniciaron las obras asociadas a la modificación y reemplazo de equipos de la unidad N°1 de central Bocamina que permitirán cumplir con los límites de emisiones de NO_x que establece la nueva norma de emisiones, que para Bocamina empezará a regir desde junio de 2015. El proyecto consiste principalmente en reemplazar los quemadores originales por quemadores de bajo NO_x , modificaciones en los molinos de carbón, en los precalentadores de aire, en el sistema de distribución de aire y la implementación de un nuevo sistema de control e instrumentación de la caldera. A diciembre el avance físico de las obras es de 49%.
- En octubre se inició el montaje del sistema de desulfuración de gases de escape de la unidad N°1 de central Bocamina. Este desulfurizador contempla la instalación de un equipo para absorber desde los gases de caldera el SO_2 mediante lechada de cal pulverizada, siendo extraído como un sólido que es almacenado en tolvas para su disposición posterior. A diciembre el avance físico de las obras es de 92%.
- A fines de octubre se inició el overhaul del generador de la unidad 1 de central Bocamina. En lo relevante considera el reemplazo del bobinado del estator, de los anillos de retención del rotor y del sistema de excitación del generador incluyendo el transformador de excitación. Adicionalmente se reemplazaron las válvulas de cierre rápido de la turbina y todos los tubos del condensador de la turbina. A diciembre el avance global de las obras es del orden del 80 %.



En el Ámbito Comercial

Las acciones comerciales efectuadas por Endesa Chile, durante 2014, estuvieron ordenadas con su política comercial, cuyo propósito fue armonizar el logro conjunto de los siguientes objetivos: mantener el liderazgo en la industria, administrar adecuadamente el riesgo y la rentabilidad de la compañía en la condición desfavorable de 2014 para el SIC, cumplir con las acciones de su política permanente de fidelización con clientes y lograr una mayor eficiencia en la gestión comercial interna. Las acciones principales realizadas se indican a continuación.

Respecto de la gestión de contratos con clientes:

- En el marco del Proceso de Licitación de Suministro SIC 2013/03, realizado en agosto de 2014, Endesa Chile se adjudicó 750 GWh/año, que tienen por objeto garantizar el suministro de energía a los clientes regulados de las empresas distribuidoras del SIC, para el periodo septiembre 2014 a diciembre de 2025. La adjudicación mencionada se tradujo en una serie de contratos de suministros con las licitantes con una duración de 11 años y 4 meses a un precio indexado de US\$ 112 /MWh.
- Se alcanzó acuerdo con el cliente Minera Lumina Copper, dueña del Proyecto Caserones, que consideró una mejora al precio de energía y una opción de extensión del contrato en 2 años, así como una gestión conjunta del respaldo ERNC para dicho suministro.
- Se llegó a acuerdo con Compañía Minera del Pacífico, que consideró la incorporación del abastecimiento de una parte de la planta desaladora al contrato con Endesa Chile.
- De acuerdo con lo que estaba previsto contractualmente, durante 2014, se finalizaron los siguientes suministros, todos el 31 de diciembre de 2014: i).-ESO La Silla; ii).- Con CGED para algunos de sus clientes libres; iii).- con Chilquinta para algunos de sus clientes libres; y iv) Indura.

Respecto de los hitos 2014 del área Clientes:

- En noviembre se realizó el "X Seminario con Clientes de Endesa Chile y Filiales", que contó con una alta participación de diferentes clientes de las compañías del Grupo. Se realizaron charlas relativas a la visión de Mercado de Mediano y Largo Plazo y el Proyecto de Telemedición del CDEC-SIC.
- Durante agosto y septiembre, se realizaron los Seminarios con Clientes en Concepción y Valdivia, que fueron muy bien acogidos por ellos.
- En septiembre se realizó la visita con clientes a la central San Isidro.
- Se finalizó la implantación del nuevo sistema de facturación a clientes SAP-ISU, cuya puesta en servicio ocurrió en septiembre de 2014. Este nuevo sistema incorpora la facturación electrónica.
- En noviembre, se realizó la encuesta de satisfacción de clientes 2014. El resultado final del Índice de Satisfacción del Cliente fue de 16,6, lo que indica que mantienen una percepción favorable del servicio si se compara con el resultado del año anterior (ISC 16,8). Los aspectos mejor evaluados, al igual que en años anteriores, fueron el staff comercial y el proceso de facturación. Buena opinión respecto de los ejecutivos de clientes y del staff comercial en general e igual apreciación del equipo de operaciones comerciales por el tema facturación que cada vez se torna más complejo..



Optimización Central Bocamina Segunda Unidad

El proyecto Ampliación Central Bocamina, segunda unidad, ubicado en la comuna de Coronel, provincia de Concepción, Región del Biobío, consiste en la instalación de una unidad térmica a carbón de 350 MW, contigua a la actual central Bocamina, que utiliza como combustible carbón pulverizado bituminoso. La nueva unidad se conecta al Sistema Interconectado Central (SIC), mediante el enlace con la S/E Lagunillas que ha desarrollado Transelec.

Desde el 28 de octubre de 2012, Endesa Chile es responsable de la operación de la central, luego que se realizara con éxito la sincronización de la Unidad al Sistema Interconectado central (SIC).

Aún restan trabajos de terminaciones en la central. Continúan en desarrollo los trabajos del contrato "Aislación y Pintura Bocamina II" adjudicado a la empresa Akeron Craf. En relación con el contrato "Trabajos de Terminación del Proyecto y Resolución de Pendientes", adjudicado a la empresa Salfa Montajes, se trabaja en la revisión de documentación para dar cierre al contrato y emitir el acta de recepción provisional de las obras. El 15 de diciembre de 2014 se dio orden de proceder a la empresa Mavitec Ltda., el contrato "Término de pendientes Mecánicos y Eléctricos de Comisionamiento".

Respecto a temas sociales, Endesa Chile y representantes de los sindicatos de pescadores y alguerras, la Municipalidad de Coronel y el Gobierno Regional, firman en noviembre un acuerdo para el desarrollo local, iniciativa que marca el comienzo de la implementación de un programa de valor compartido en la comuna, que se proyecta para los próximos 30 años.

En temas medioambientales, en marzo se recibe el ICSARA N°1 (Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones N°1) del EIA para la optimización de la Unidad II de la central Bocamina, con las observaciones de los servicios con competencia ambiental. El 30 de septiembre de 2014 se ingresa al SEA, la Adenda N°1 del EIA con las respuestas al ICSARA N°1. Se está a la espera de resolución del SEA, por posible ICSARA N°2 del EIA de optimización. Respecto de la orden de no innovar, emitida por la Corte de Apelaciones de Concepción y que mantiene paralizada la operación de la Unidad II desde el 17 de diciembre de 2013, el 06 de noviembre de 2014, la Tercera Sala de la Corte Suprema levanta la Orden de No Innovar (ONI) estableciendo que la segunda unidad puede volver a operar si cumple con dos condiciones: i) tener afinada la instalación del desulfurizador de la Primera Unidad, comprometido en la RCA N° 206/07, en el más breve plazo; y ii) ofrecer suficiente garantía que implementará a la brevedad nuevas medidas específicas de real y efectiva solución al problema relativo a la succión de agua de mar e ingreso de biota a causa de este proceso, de acuerdo a las mejores tecnologías disponibles al efecto.

En temas jurídicos, se entregó a los Asesores Jurídicos los comentarios al Memorial de Réplica de la Demanda, en el Proceso de Arbitraje que se adelanta entre Endesa Chile y el Consorcio Technimont-SES.



Proyectos en Construcción

Proyecto Los Cóndores

El proyecto Los Cóndores, central hidroeléctrica ubicada en la comuna de San Clemente, provincia de Talca, Región del Maule, consiste en la construcción de una central de potencia nominal de aproximadamente 150 MW, a través de 2 unidades pelton de eje vertical, con un caudal máximo de 28 m³/s, factor de planta del 48% y con una energía media anual esperada de 642 GWh. El proyecto considera un túnel de aducción de 12 km, una chimenea de equilibrio (127 m), un pique vertical (470 m), un túnel inferior en presión (1,7 km) y una caverna de máquinas, donde se alojarán los equipos de generación. La central se conectará al Sistema Interconectado Central (SIC), mediante una línea de transmisión de 87 Km (2x220kV) en la S/E Ancoa.

El 27 de marzo de 2014, el Directorio de Endesa Chile acuerda realizar la construcción del proyecto hidroeléctrico Los Cóndores. El 31 de marzo de 2014, se adjudica al Consorcio Ferrovial Agroman el contrato "Construcción Obras Civiles de la Central". El 16 de junio de 2014 se aprueba la contratación del contrato "Equipamiento Electromecánico de la Central", el cual se adjudica a la empresa Voith el 1 de julio de 2014, y el 5 de noviembre de 2014, se adjudica a la empresa Abengoa el contrato "Línea de Transmisión de la Central", que corresponden a los contratos principales del proyecto.

Respecto a las servidumbres de terrenos de la línea de transmisión, se dispone de un total de 50,2 km (58,13%) del trazado de la línea con servidumbre, correspondientes a: 40,8 km (47,24%) con contratos de servidumbres firmados, 7,3 km (8,5%) de la línea en terrenos del Grupo Enersis y 2,1 km (2,4%) que no necesita negociar servidumbre dado que corresponden a cruces de caminos y río. Adicionalmente, se cuenta con un total de 19,3 km (22,41%) con acuerdo en perfeccionamiento de escritura. El 19,46% restante se encuentra en negociación.

En materia de relacionamiento comunitario, Endesa Chile implementó a comienzos de 2014 una oficina denominada "Casa Abierta" en la ciudad de San Clemente, con el objetivo de establecer un contacto diario y permanente con los habitantes de la zona. Endesa Chile ha mantenido un compromiso permanente con las escuelas de la zona, a través del programa Energía para la Educación, el cual ha permitido la capacitación de profesores y alumnos en novedosas metodologías para fortalecer habilidades en el marco de las bases curriculares del Ministerio de Educación. A estas acciones, se suma el Convenio de Colaboración con el Municipio de San Clemente que permitirá materializar proyectos para mejorar la calidad de vida de los vecinos de la comuna.

En febrero de 2014, por otra parte, se firmó un acuerdo entre la Junta de Vigilancia del Río Maule y Endesa Chile, ratificando que no existe ningún tipo de afectación por parte del proyecto Los Cóndores, quedando de manifiesto el compromiso de optimizar el uso del Embalse de la Laguna del Maule, punto vital para los regantes.

Proyectos en Estudio



Central Hidroeléctrica Neltume

El proyecto se emplazará en la Región de Los Ríos, Provincia de Valdivia, Comuna de Panguipulli y consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de pasada de 490 MW que aprovecharía el potencial energético existente entre los lagos Pirehueico y Neltume. La central se conectaría al SIC en la zona de Pullinque, mediante una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV.

El proyecto cuenta con estudios de ingeniería básica finalizados y se encuentra en proceso de evaluación ambiental desde diciembre de 2010, desarrollándose actualmente la cuarta ronda de consultas y respuestas.

Durante el segundo semestre de 2013, el SEA dio inicio al proceso de Consulta Indígena para la central y la línea de transmisión, de modo de conocer la posición de las comunidades que serían afectadas por el proyecto en el marco del convenio de la OIT N°169. Cabe destacar que no existe plazo legal para completar la Consulta Indígena y el proceso de evaluación ambiental se encuentra suspendido hasta que ésta sea concluida. No obstante, se espera que tanto la Consulta Indígena como la evaluación ambiental concluyan durante el presente año.

El proyecto forma parte de la cartera del Grupo la cual se encuentra en estudio y en evaluación, por lo que el proyecto no tiene fechas definidas para la decisión de inversión y entrada en operación comercial.



Taltal, Cierre a Ciclo Combinado

Proyecto ubicado en la localidad de Paposo, comuna de Taltal, Región de Antofagasta. Consiste en la instalación de una turbina a vapor para completar un ciclo combinado en la central Taltal, que se encuentra actualmente en servicio.

El proyecto de cierre del ciclo combinado utilizará las dos turbinas a gas existentes, de 123 MW instalado cada una, y agregará una turbina a vapor con una potencia neta del orden de los 130 MW. Con ello, la central Taltal quedará habilitada con una potencia neta total del conjunto de 370 MW y con un aumento de eficiencia desde el actual 35% hasta 50%, aproximadamente..

En diciembre de 2013 se ingresó a evaluación la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) que optimiza ambientalmente el proyecto, sustituyendo el sistema de refrigeración con agua de mar que originalmente estaba considerado, por un sistema de refrigeración seco con aero-enfriadores. Durante 2014, se avanzó en la elaboración de la Adenda N°1 de la DIA, que dará respuestas a la primera ronda de observaciones formuladas por la autoridad ambiental, la cual se ingresará al SEA durante el primer trimestre de 2015.

El proyecto forma parte de la cartera del Grupo la cual se encuentra en estudio y en evaluación, por lo que el proyecto no tiene fechas definidas para la decisión de inversión y entrada en operación comercial.

Central Termoeléctrica Punta Alcalde

El proyecto se proyectaba en la Región de Atacama, Provincia y Comuna de Huasco, 14 km al sur de esta localidad, y consistía en la construcción de una central termoeléctrica a carbón, con dos bloques de 370 MW de potencia instalada cada uno. La iniciativa contempló además una línea de transmisión de doble circuito en 220 kV (40 km) para la conexión del proyecto a la subestación Maitencillo del Sistema Interconectado Central (SIC).

El 29 de enero de 2015, Endesa Chile comunicó mediante Hecho Esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) que, Endesa Chile, con el apoyo de sus expertos en tecnología de carbón, han estudiado las posibilidades de adaptar Punta Alcalde para que sea un proyecto rentable y tecnológicamente más sustentable. La conclusión alcanzada es que tales adaptaciones implicarían modificaciones sustanciales a la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada, de difícil tramitación. Por lo tanto, la compañía decidió detener el desarrollo del proyecto Punta Alcalde y el proyecto de transmisión asociado Punta Alcalde-Maitencillo, a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad, provisionando el valor de activos no recuperables. En consecuencia, la compañía ha decidido registrar una provisión por deterioro del proyecto por un monto de \$12.582 millones, que afecta el resultado neto de la compañía del ejercicio 2014, en \$9.181 millones.

Licitaciones Bienes Nacionales

En diciembre de 2013, el Ministerio de Bienes Nacionales (MBN) llamó a licitación para concesionar 7 terrenos fiscales en las regiones I, II y III (Tarapacá, Antofagasta y Atacama) para el desarrollo de proyectos de generación convencional de al menos 350 MW de potencia instalada cada uno. Endesa Chile participó en esta licitación y en febrero de 2014 tuvo lugar la apertura de ofertas, resultando adjudicataria de los sectores Tames II, ubicado en la II Región y Totoralillo Sur, ubicado en la III Región.

Durante 2014, se iniciaron estudios para determinar la viabilidad de ambos proyectos. En particular, se ha avanzado para definir el emplazamiento de las centrales dentro de los predios concesionados, de acuerdo con los plazos estipulados en el concurso.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

A diciembre de 2014, Endesa Chile mantiene bienes inmuebles (terrenos) por una superficie total de 250 ha aproximadamente, destinados a ser utilizados en proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos. Estos bienes se ubican en la Región de Atacama (208,9 ha) y en la Región de Los Lagos (42 ha).

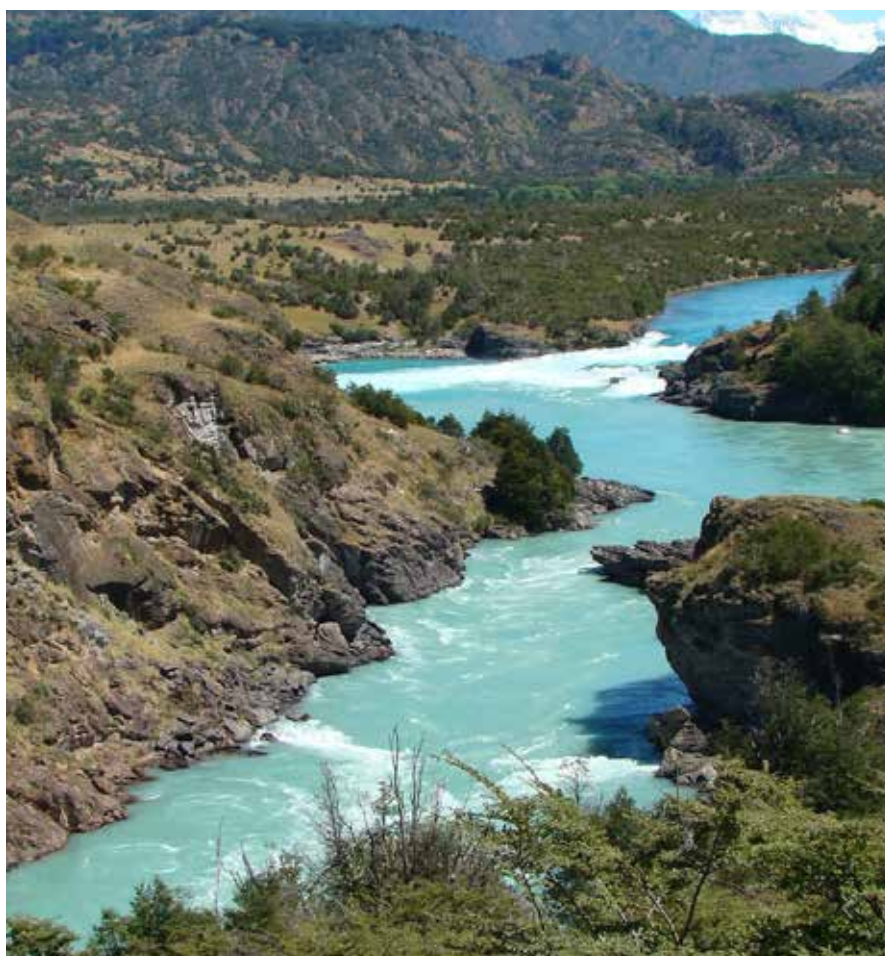
Proyectos de Empresas Asociadas

HidroAysén

HidroAysén, sociedad en la que Endesa Chile tiene 51% del capital social y Colbún el 49% restante, se encuentra desarrollando un proyecto para la construcción de cinco centrales hidroeléctricas de pasada en los ríos Baker y Pascua, en la Región de Aysén.

Las centrales tendrían una potencia instalada total de 2.750 MW y una capacidad de generación media anual de 18.430 GWh, lo que equivale al 36% del consumo del Sistema Interconectado Central (SIC), durante 2013, transformando con ello a HidroAysén en la iniciativa hidroeléctrica más importante que se haya desarrollado en Chile. La superficie total de embalse -considerando las cinco centrales- es de 5.910 hectáreas, con lo que el complejo hidroeléctrico califica como uno de los más eficientes del mundo, en términos de energía generada por unidad de superficie inundada.

No obstante lo anterior, con fecha 29 de enero de 2015, Endesa Chile comunicó mediante Hecho Esencial a la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) que, ante la incertidumbre de recuperar la inversión realizada en el proyecto HidroAysén, ya que depende de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la Agenda de Energía que se está en condiciones de prever, y que el proyecto no se encuentra en el portafolio inmediato de Endesa Chile, es que la compañía ha decidido registrar una provisión por el deterioro de su participación en HidroAysén por un monto de \$69.066 millones, que afectó el resultado neto del ejercicio 2014.



Operaciones en Colombia

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2013	2014
Emgesa		
Guavio (hidroeléctrica)	1.213,0	1.213,0
Guaca (hidroeléctrica)	324,6	324,6
Paraíso (hidroeléctrica)	276,6	276,6
Cartagena (termoeléctrica)	208,0	208,0
Termozipa (termoeléctrica)	235,5	235,5
Darío Valencia (hidroeléctrica) ⁽²⁾ ⁽⁴⁾	50,0	150,0
Charquito (hidroeléctrica)	19,5	19,5
Limonar (hidroeléctrica) ⁽⁵⁾	18,1	18,1
Tequendama (hidroeléctrica)	19,5	19,5
San Antonio (hidroeléctrica) ⁽²⁾	19,5	0
Salto II ⁽²⁾ ⁽⁴⁾	0	35,0
Laguneta ⁽²⁾ ⁽⁴⁾	0	18,1
Betania (hidroeléctrica)	540,9	540,9
Total	2.925	3.059

Generación de energía eléctrica (GWh)	2013	2014
Emgesa ⁽³⁾	12.748	13.559
Total generación en Colombia	12.748	13.559

Ventas de energía eléctrica (GWh)	2013	2014
Emgesa	16.090	15.773
Total ventas en Colombia	16.090	15.773

- (1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año.
- (2) Desde enero de 2014 se incorporó la unidad 2 de la central Darío Valencia en Colombia, con una capacidad instalada de 50 MW. Desde abril de 2014 se incorporó la unidad 3 de Darío Valencia con 50 MW adicionales. Desde Marzo 2014, se retira de operación comercial la central San Antonio con 20 MW. Desde Junio 2014 se incorporan 35 MW de la central Salto II y a partir del 17 de diciembre de 2014, 18 MW de la central Laguneta.
- (3) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios y los auxiliares externos.
- (4) Las centrales Salto II, Darío Valencia y Laguneta pertenecen al proyecto Salaco.
- (5) Capacidad instalada de Limonar difiere del valor informado en la Memoria anterior debido a una corrección.

Actividades y proyectos

Contextos Hidrológico Favorable para Emgesa en 2014

La oferta de energía eléctrica en Colombia en 2014, de manera similar a lo sucedido en 2013, se caracterizó por presentar condiciones relativamente secas, reflejadas en aportes hidrológicos en los embalses del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de 90,2% con respecto a la media histórica (en 2013, los aportes hidrológicos fueron de 90,8% con respecto a la media histórica). Los aportes hidrológicos inferiores a la media histórica, junto con la expectativa de ocurrencia del fenómeno de El Niño, que empezó a difundirse con mayor fuerza a partir de abril, ocasionó un significativo crecimiento del precio de la bolsa de energía, principalmente en los meses de abril, mayo y junio, que llevó a que el precio promedio de la bolsa durante todo 2014 alcanzara los COP \$224,9/kWh, bastante superior al precio promedio presentado en 2013 de COP \$176,4/kWh.

En el entorno antes descrito, Emgesa ejecutó una gestión comercial que se vio reflejada en resultados bastante positivos, al haber estado en condición de aprovechar la oportunidad comercial que surgió del hecho de que en los embalses de la compañía, contrario a lo registrado a nivel agregado en el SIN, se presentaran aportes hidrológicos por encima de la media histórica. Como ya se mencionó anteriormente, en 2014 los aportes hidrológicos en el SIN fueron de 90,2% con respecto a la media histórica, mientras que en Guavio, Betania y en el sistema agregado del Río Bogotá, fueron de 108,1%, 103,3% y 109,7% de su respectiva media histórica, lo que permitió generar 13.631 GWh entre enero y diciembre de 2014, presentándose un crecimiento de 6,4% con respecto a la generación del año anterior. Haber podido contar con esta mayor generación durante la coyuntura antes descrita de altos precios en la bolsa de energía permitió obtener un margen variable de COP \$1.859.869 millones, superior en 15,5% al presentado en el mismo periodo de 2013.



Efectiva Gestión de Mantenimiento en las Centrales de Generación e Hitos de la Gestión de Producción en 2014

La mayor generación obtenida en 2014 con respecto a 2013 (superior en 6,4%) no sólo es el resultado de la buena hidrología registrada en los embalses de la compañía, sino que también es el resultado de una efectiva gestión técnica en las centrales de generación, fundamentada en la acertada ejecución de mantenimientos preventivos y correctivos de acuerdo con los planes y rutinas establecidos. A pesar de la mayor exigencia en las centrales por la mayor generación, en 2014 se obtuvo un índice de disponibilidad en la totalidad de nuestro parque de generación de 90,8%, ligeramente inferior al de 2013 (92,1%). También es importante destacar la reducción de 20,9% en el número de disparos de origen interno en las centrales con respecto al año anterior.

Adicionalmente, como hitos relevantes de la gestión de producción en lo corrido de 2014, se debe mencionar que en agosto se alcanzó en la central Guavio la generación histórica mensual más alta desde la puesta en operación comercial de la central, con 805,9 GWh/mes, así como el récord de generación anual en la cadena conformada por las centrales Paraíso y Guaca, al obtenerse en 2014 una generación de 4.345,61 GWh/año, superior en 2,8% a la generación de 2013.

Sentencia Acción Popular Río Bogotá

En abril de 2014 se conoció el fallo de segunda instancia, en el que el Consejo de Estado resolvió la acción popular encaminada al saneamiento del Río Bogotá y el embalse del Muña. Los siguientes son los aspectos más relevantes de la sentencia para los intereses de Emgesa:

- Se determinó que Emgesa no tiene responsabilidad en el daño ambiental ocasionado en el recurso hídrico del Río Bogotá.
- La alternativa seleccionada por el órgano judicial para la descontaminación del Río Bogotá es aquella compatible con el proceso de generación de energía eléctrica.
- El fallo reconoce y valida los acuerdos, convenios suscritos y recursos ya apropiados para la construcción de la planta de tratamiento Canoas y su estación elevadora. Emgesa y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá (EAAB) deberán cumplir el convenio interinstitucional 9-07-10200-0688-2011 (Aportes para la construcción de la Estación Elevadora Canoas).
- Se ordenó a Emgesa, mientras dure la concesión de aguas para la generación de energía eléctrica en el embalse del Muña, financiar la operación y mantenimiento de la estación elevadora de Canoas.
- Se declaró que la diferencia en la actualización de los aportes económicos asumidos en el marco de los convenios y acuerdos suscritos para la financiación de las obras, actividades, planes, proyectos y programas para la gestión integral de la cuenca hidrográfica del río Bogotá, estará a cargo de cada una de las entidades involucradas, en el porcentaje que corresponda de acuerdo con su participación y compromisos adquiridos en los mismos.
- Se ordenó al Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS), en coordinación con el Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales (IDEAM), que en el término de 24 meses desarrolle y adopte una metodología específica para la estimación del caudal ambiental y ecológico del Río Bogotá.
- Se ordenó a Emgesa y a la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), coordinar con la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), la realización de todas las actividades necesarias para la operación y mantenimiento del embalse del Muña (dragado, disposición de lodos, operación y mantenimiento del sistema de aireación, cosechas y disposición de buchón).

Gestión Concesiones de Aguas para la Generación de Energía Eléctrica

Como resultado de la activa gestión regulatoria y legal para asegurar las concesiones de aguas que permitan la generación de energía eléctrica en nuestras centrales hidráulicas, en el siguiente cuadro se resume la vigencia de las concesiones con las que cuenta actualmente Emgesa.

Central	Potencia MW	Fecha término concesiones
Guavio	1,213	27 de mayo de 2028
Guaca	325	30 de julio de 2018
Paraiso	277	30 de julio de 2018
Betania	541	13 de octubre de 2038
Charquito	20	30 de julio de 2018
Limonar	18	30 de julio de 2018
Tequendama	20	30 de julio de 2018
Dario Valencia	150	30 de julio de 2018

Sociedad Portuaria en Cartagena

El 22 de diciembre de 2014 fue suscrito el Otrosí N°1 al Contrato de Concesión Portuaria N° 006 entre la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) y la Sociedad Portuaria Central Cartagena, con el cual se amplió el plazo para la ejecución de las obras de construcción del muelle fijo, con un nuevo diseño en "I", hasta julio de 2016. La modificación del diseño del muelle fijo permitirá mejores condiciones de seguridad y eficiencia en las operaciones de la Sociedad Portuaria Central Cartagena (propiedad de Emgesa), con lo cual a su vez se asegurará la capacidad logística de recepción y almacenamiento del combustible líquido que respalda los ingresos por concepto de Cargo por Confiabilidad de la Central Térmica Cartagena.



Avance Interconexión Colombia–Panamá

La interconexión representa para Emgesa una oportunidad de crecimiento significativo y sostenible. El potencial total para Colombia de energía a vender a Panamá a través de la interconexión podría alcanzar los 2.365 GWh/año.

El enlace constituye una oportunidad de entrada al mercado centroamericano, el cual muestra márgenes potencialmente altos, debido a los elevados costos variables de las tecnologías que componen su matriz de generación (líquidos), al crecimiento acelerado y sostenido de su demanda y la integración de los mercados a través de la línea SIEPAC.

El Banco Interamericano de Desarrollo (BID) aprobó una nueva cooperación técnica no reembolsable para apoyar el proyecto de interconexión eléctrica de Colombia y Panamá, por un monto de US\$1,5 millones. Con estos recursos se financiarán los estudios que buscan asegurar la viabilidad técnica, social, ambiental y financiera del proyecto. Emgesa continuará (como lo ha venido haciendo) monitoreando las oportunidades de negocio que se derivarían en caso de materializarse esta interconexión.



Proyecto Salaco

Con la entrada en operación comercial el pasado 13 de diciembre de la Unidad 1 de Laguneta (18 MW) y el 22 de diciembre de la unidad 3 de Limonar (18 MW), culminó la entrada en operación de la totalidad de las unidades de generación previstas en el proyecto Salaco. Previamente se habían dado las siguientes fechas de entrada en operación de unidades del proyecto: el 6 de noviembre de 2013 la Unidad 2 (50 MW), el 28 de enero de 2014 la Unidad 1 (50 MW) y el 28 de marzo de 2014 la Unidad 5 (50 MW) de la central Darío Valencia Samper, y el 25 de junio de 2014 la Unidad 2 de la central Salto II (35 MW).



Proyectos en Construcción

Proyecto El Quimbo

El proyecto El Quimbo se localiza al sur del departamento del Huila, al sureste de Bogotá, y se alimenta del caudal de los ríos Magdalena y Suaza. El proyecto será un aprovechamiento a pie de presa con capacidad instalada de 400 MW, con la cual se estima alcanzar una generación media de 2.216 GWh/año, con un embalse de área inundada de 8.250 ha.

En el transcurso del año, se presentaron dos deslizamientos relevantes en la zona del dique auxiliar, en la cara aguas abajo de la estructura, acontecidos el 12 de marzo y el 14 de junio. Producto de ello, fue necesaria la reprogramación de las actividades en este frente, quedando determinada la ruta crítica por la finalización de la conformación de los volúmenes adicionales en el dique auxiliar, lo que permite estimar el inicio del llenado del embalse durante el año 2015. Basado en lo anterior, la entrada de las unidades 1 y 2 se estiman también para el año 2015.

En diciembre finalizó la construcción de las viviendas y equipamiento comunitario, con lo cual se inició el proceso de reasentamiento de Santiago y Palacios. Se han trasladado 12 familias, quedando pendiente 3 de ellas para comienzos de 2015.

Respecto a los bloqueos acontecidos en el transcurso del año, se resalta el Paro Agrario entre el 27 de abril y el 12 de mayo de 2014. Algunos bloqueos interrumpieron las vías de acceso a las zonas de construcción del proyecto los cuales finalizaron en noviembre de manera pacífica y conciliadora.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Colombia, actualmente, no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

Operaciones en Perú

Capacidad Instalada, Generación y Ventas de Energía

Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	2013	2014
Edegel		
Huinco (hidroeléctrica)	247	247
Matucana (hidroeléctrica) ⁽²⁾	133	137
Callahuanca (hidroeléctrica)	80	80
Moyopampa (hidroeléctrica)	66	66
Huampani (hidroeléctrica)	30	30
Yanango (hidroeléctrica)	43	43
Chimay (hidroeléctrica)	151	151
Santa Rosa (termoeléctrica) ⁽³⁾	305	413
Ventanilla (ciclo combinado)	485	485
Total	1.540	1.652
Generación de energía eléctrica (GWh) ⁽⁴⁾	2013	2014
Edegel	8.391	8.609
Total generación en Perú	8.391	8.609
Ventas de energía eléctrica (GWh)	2013	2014
Edegel	8.904	9.320
Total ventas en Perú	8.904	9.320

- (1) Potencias calculadas de acuerdo a la norma operativa de Endesa Chile N°38 "Norma para definición de potencia máxima en centrales hidroeléctricas y termoeléctricas de Endesa Chile", al 31 de diciembre de cada año.
- (2) En julio se realizó el aumento de capacidad de Matucana debido a la medición de potencia efectiva por parte del operador del sistema (COES)
- (3) A partir de las 00:00 horas del 5/12/2014, se declara nuevamente en operación comercial la unidad TG 7 de la central Santa Rosa (121 MW). El resto de las variaciones de la capacidad instalada en Santa Rosa se debe a mediciones por parte del COES (-13 MW)
- (4) Corresponde a la generación total, descontados los consumos propios, y, las pérdidas de transmisión. Los datos del año 2012 difieren de los valores reportados anteriormente, dado solamente se le descontaban los consumos propios.



Mantenimiento Canal de Huampaní

Del 13 al 20 de abril se realizaron trabajos de mantenimiento en el Canal Huampaní, los cuales tuvieron como objetivo dar estabilidad a los taludes que representen un riesgo para la población y para la misma operación del Canal Huampaní, asegurar la capacidad de conducción de las agua del Canal Huampaní y mejorar la calidad del agua que llega a la central.

Se construyeron 107 m de muros, 1,215 m de soleras, 425 m de techos con losas colaborantes y la poda y eliminación de maleza en ambas márgenes del canal.

Aumento de Potencia Central Matucana

El COES mediante carta COES-D-DP-951-2014 del 15 de julio, comunicó la aprobación del Informe del último ensayo de Potencia Efectiva en la central Matucana, la nueva potencia efectiva de 137.02 MW (potencia anterior fue 132.76 MW), entró en vigencia a partir de las 00:00 hrs. del 17 de Julio del 2014.

Cambio de Rodetes Unidad N° 4 Central Huinco

Del 9 al 11 de agosto se efectuaron los trabajos de cambio de rodets en la unidad N°4 de la Central Huinco, salieron las ruedas: "P" 53033.1 y "Q" 80243 con 151,680 horas de servicio. fueron reemplazadas por ruedas nuevas N° 15664-801 (lado A) y N° 15664-804(lado B) marca Andritz-Hydro con tecnología Microguss. Respecto a los beneficios para mantenimiento se encuentra la posibilidad de incrementar la periodicidad actual de la inspección hidráulica de 01 a 06 meses y reducir las paradas por reparación de filos de ataque y nervios centrales.

Actividades y Proyectos

Edegel

Centrales Hidráulicas

Central Callahuanca Cambio Rodetes

El 28 de febrero se efectuó el cambio de rodete en la unidad N°3 de la central Callahuanca, salió la rueda "R" 24244-1 con 96,403 horas de servicio y fue reemplazada por el rodete reparado "S" 15089-1 con 80,090 horas de servicio. La unidad quedó limitada a 12.5 MW por vibraciones en cojinetes. (Potencia. Efectiva Declarada: 15.2 MW) .

Del 15 al 17 de marzo se efectuó el cambio de rodetes en la unidad N°3 de la central Huinco, salieron las ruedas: "R" 52893.1 y "S" 74786 con 151,367 horas de servicio, fueron reemplazadas por ruedas nuevas N°1527 5604 (lado A) y N° 1527 5601(lado B) marca Andritz-Hydro con tecnología Microguss. Durante las pruebas, la unidad alcanzó a

generar a una potencia de 68,5 MW en forma permanente y hasta una potencia máxima de 70 MW en condiciones transitorias.

Del 11 al 13 de junio se realizaron satisfactoriamente los trabajos de cambio de rodete y ejes de introductor superior e inferior en la unidad 3 de la Central Callahuanca, salió la rueda "S" 15089-1 con 82,503 horas de servicio, fue reemplazada por el rodete reparado N°88343 con 71,537 horas de servicio (rodete en falla del 21/12/2013), recuperando la unidad el 100% de su potencia declarada.. De esta manera se finalizó la operación con limitación de carga, alcanzando una potencia máxima de 15.7 MW.

Reparación del Generador 1 - CH Chimay

El 8 de diciembre de 2013 salió del servicio el grupo 1 de la CH Chimay, por un cortocircuito en la bobina del estator, así como impactos de un perno de material magnético al núcleo del estator, dañando las láminas magnéticas y algunas barras del bobinado.

Se realizó la reparación del núcleo y remoción de barras falladas para la posterior instalación de barras de repuesto, efectuándose pruebas eléctricas finales, con resultados favorables.

El grupo 1 ingresó al sistema eléctrico sin restricción el 25 de abril a las 20:30 con 75 MW.

Reparación del Generador 2 - CH Chimay

El 16 de mayo salió del servicio el grupo 2 por perforación del aislamiento del bobinado del estator en la fase "T".

Los trabajos de reparación y puesta en servicio se realizaron entre el 17 de mayo y el 25 de julio. La rehabilitación consistió en el reemplazo de 6 barras interiores, debido a que se encontraron con el aislamiento quemado, lo cual implicaba por razones de diseño del bobinado, el reemplazo de 36 barras exteriores. Adicionalmente, por problemas de descargas parciales fueron reemplazados dos barras superiores. Finalmente, ingresó al servicio el 25 de julio.

Rehabilitación Transformador de Potencia de la Fase S y Bushing de Alta Tensión - CH Chimay.

En julio del 2014, aprovechando la época de estiaje y luego de culminarse con las mejoras en la carretera hacia la central Chimay, se realizó el traslado, montaje y pruebas en sitio (Chimay) del transformador reparado por ABB en 2013, debido a una rotura del cabezal

del bushing de la fase "S" del lado de 220 kV.

Adicionalmente, al cambio del transformador de la fase S, se realizó el cambio de todos los bushing de alta tensión en los transformadores, para lo cual se adquirió un bushing con mejores características en el sistema de aislamiento.

Centrales Térmicas

Inspección de Ruta de Gases Calientes Unidad TG8 Central Santa Rosa

Del 10 de enero al 5 de febrero se realizó la inspección de ruta de gases calientes de la unidad TG-8, incluyendo el reemplazo de partes de zona de combustión (canastas, piezas de transición, toberas de combustible, turbos cruza flamas), el desmontaje de carcasa de turbina, el reemplazo de álabes móviles y fijos de 1ra, 2da y 3ra etapa de turbina, inspecciones (ENDE) de álabes de 4ta etapa de turbina, y el desmontaje y montaje de la carcasa del compresor para reemplazo de un álabe de 7ma etapa.

El objetivo de este mantenimiento va por mantener la confiabilidad y disponibilidad esperada de la unidad de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.

Rehabilitación Generador de Gas GG686592 del Unidad UTI de la Central Santa Rosa

La importancia de este mantenimiento consiste principalmente en mantener la confiabilidad operativa del equipo de reserva (stock de protección), del principal componente de las turbinas de la Planta UTI.

La reparación realizada en taller incluyó la inspección visual y END de todos los discos del rotor, álabes móviles y alabes fijos, cojinetes y demás componentes de acuerdo al manual e instructivos del fabricante.

Entrada en Operación Unidad TG7

En mayo de 2013, la unidad TG7 sufrió un grave siniestro que obligó el reemplazo total de la turbina. A raíz de esto, bajo la cobertura de un seguro, se inició el proceso de adquisición de una nueva turbina marca Siemens, la cual fue adquirida en diciembre del mismo año y, posteriormente, contratada para su instalación como proyecto de servicio a la empresa del mismo nombre en abril de 2014.

De esa forma, se dio inicio al proceso del proyecto en sitio, donde además fueron intervenidos los servicios auxiliares mecánicos y eléctricos con contratos locales.

Finalmente, en diciembre de 2014, el COES mediante carta COES-D-DP-1729-2014 del 4 de diciembre, comunicó la aprobación del Ingreso a la Operación Comercial de la nueva unidad WHS TG7 de la central Térmica Santa Rosa con una potencia efectiva de 121 MW en vigencia desde las 00:00 horas del 5 de diciembre de 2014. Esta unidad fue retirada de la operación comercial en octubre de 2013, debido al siniestro ocurrido el 6 de mayo del mismo año, lo cual condujo a los trabajos de reemplazo del turbogenerador durante el 2014.

Aumento de Potencia Unidad TG8 Central Santa Rosa

El COES mediante carta COES-D-DP-1809-2014 del 22 de diciembre, comunicó la aprobación del Informe del último ensayo de Potencia Efectiva en la Unidad Siemens TG8 de la central Santa Rosa, la nueva potencia efectiva de 188.21 MW (la potencia anterior fue 185.06 MW), entró en vigencia a partir de las 00:00 horas del 20 de diciembre del 2014.

Central Ciclo Combinado Ventanilla

Inspección 50KEOH – 2da Etapa de TV5 – Central Ventanilla

Del 25 de marzo al 11 de abril se realizó la inspección media de turbina de vapor recomendada por el fabricante, donde se ejecutaron inspecciones (END) y verificaciones de componentes internos de elementos rotativos y otros sometidos a cargas variables por la operación de la turbina. El mantenimiento ayudó a determinar las condiciones de los componentes internos de válvulas, cojinetes entre otros, estimar el alcance probable de la inspección mayor (100 KEOH) y recomendar los repuestos a adquirir.

Inspecciones Unidad TG3 y TG4

Entre el 22 y 25 de febrero se efectuaron los trabajos programados de inspección de la cámara de combustión y cambio de lanzas de inyección Diesel en la unidad TG3 del ciclo combinado de Ventanilla.

Del 21 al 25 de mayo se efectuaron en la unidad TG3 del Ciclo Combinado de Ventanilla los trabajos de Inspección Menor de turbina de gas, de acuerdo a plan y programa mantenimiento de contrato LTSA.

Del 12 al 16 de junio se efectuaron en la unidad TG4 del Ciclo Combinado de Ventanilla, la Inspección Menor de turbina de gas, de acuerdo al programa del contrato LTSA.

Proyectos en Estudio

Central Hidroeléctrica Curibamba

Esta central se ubicará aguas arriba de la toma de la C.H. Chimay, departamento de Junín, y aprovechará el caudal de los ríos Comas y Uchubamba.

El proyecto contempla la construcción de una central de pasada con potencia de 192 MW, un caudal de diseño de 86 m³/s, una producción de 1013 GWh/año, y una línea de transmisión hasta la SE Pachachaca, de 135 km de longitud en 220 kV de simple terna, esta solución está en revisión y evaluación ya que se ha aprobado el Plan de Transmisión Vinculante 2015 – 2024 que posibilitaría una interconexión en la subestación Nueva Yanango a 40 km de la central Curibamba.

Durante 2014, se continuó con los procesos de licitación de los contratos principales del Proyecto por Obras Civiles, Equipamiento y Línea de Transmisión e Interconexión Eléctrica al sistema, se ha llegado a etapas finales en los procesos de las Obras Civiles y del Equipamiento de la Central. Se iniciaron los estudios necesarios para la obtención de los permisos previos a la construcción del proyecto.

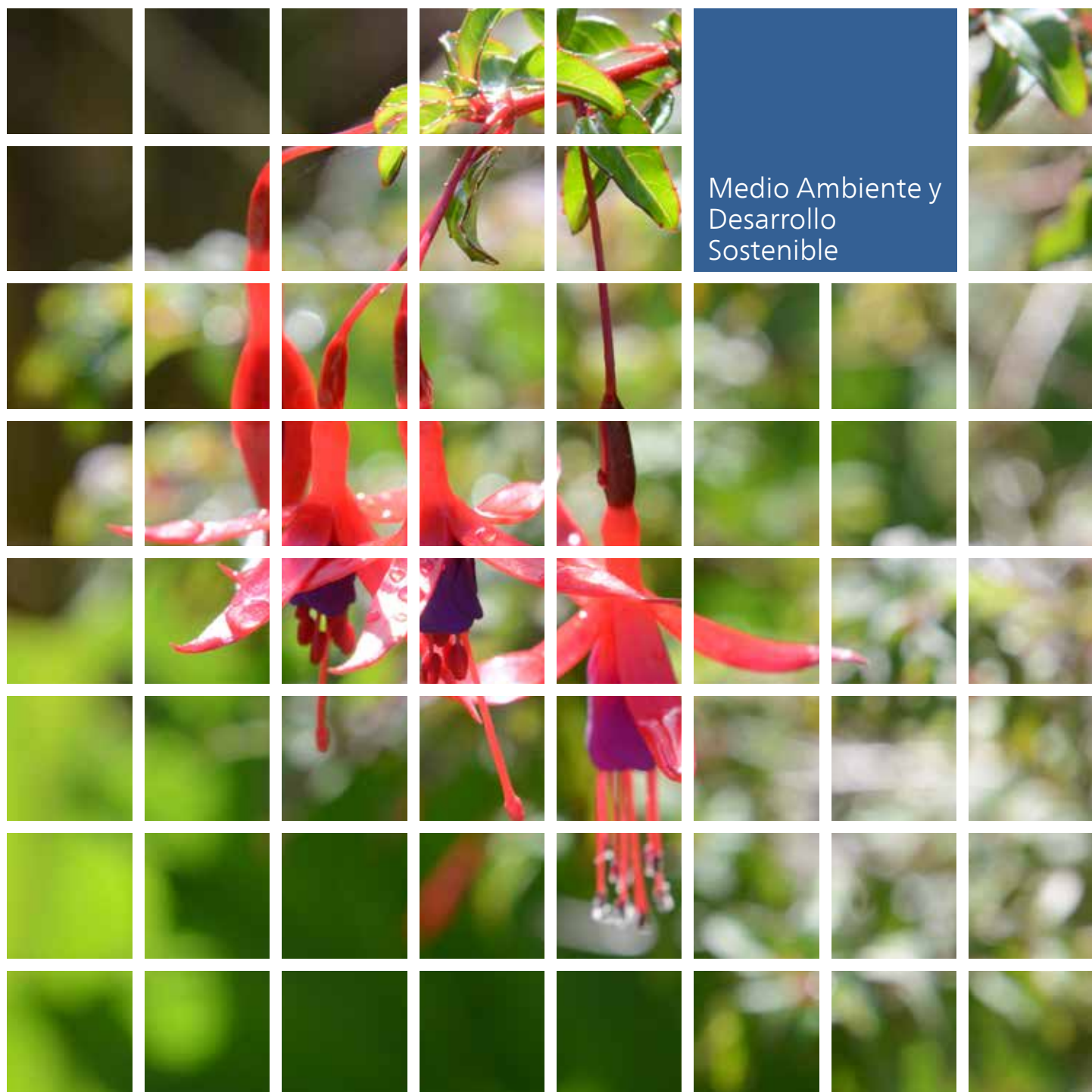
En relación con los permisos, se obtuvo la Concesión Definitiva de Generación de la central, el Estudio de Impacto Ambiental de generación y transmisión, así como con los Certificados de Inexistencia de Restos Arqueológicos (CIRA) de generación y transmisión aprobados.

El trámite de la obtención de Concesión de Transmisión está a la espera de las definiciones que se darán en las primeras semanas del 2015 para optar por la interconexión en una nueva subestación (Nueva Yanango) de acuerdo al nuevo Plan de Transmisión aprobado.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

Durante 2014, se adquirieron dos terrenos con el objetivo de ser designados para proyectos de generación térmica, el primero en la costa sur del Perú con un área total de 203 Ha, y el segundo en la costa central con un área total de 10 Ha.





Medio Ambiente

Las 28 instalaciones que Endesa Chile tiene en operación en el territorio nacional tienen implementados Sistemas de Gestión Ambiental (SGA), basados en la Norma ISO 14001 (a excepción la constituye la Unidad 2 de la C.T. Bocamina), y todas ellas cursaron exitosamente sus auditorías de seguimiento o recertificación. De este modo, al 31 de diciembre de 2014, el 94,5% de la potencia instalada de Endesa Chile cuenta con un SGA, certificado en la Norma ISO 14001.

En relación con el Acuerdo de Producción Limpia de la Zona Quintero-Puchuncaví firmado por Endesa Chile, empresas privadas del sector y autoridades regionales, en diciembre de 2014 el Consejo de Producción Limpia hizo entrega del Certificado de Cumplimiento APL a la Central Quintero. Con este hito se dio por finalizada la etapa de implementación de los compromisos suscritos, y que consistieron en mejoras operacionales para el control de los aspectos ambientales más significativos de la central, así como también se logró implementar acciones que fortalecieron las relaciones con la comunidad.

En la CT San Isidro, a raíz de la escasez hídrica que afecta la zona central de Chile, se ha generado un deterioro de la calidad del agua utilizada para la refrigeración, lo cual ha limitado la generación de las unidades. Para mejorar esta situación, Endesa Chile implementó durante 2014 una serie de medidas orientadas a aumentar las fuentes de abastecimiento de agua de mejor calidad que permitan asegurar la generación de las dos unidades de generación, entre las que destacan:

- Se gestionó la aprobación ambiental para trasladar agua desde fuentes externas, que no estaban contempladas en el proyecto inicial. A partir de noviembre de 2014, comenzaron los traslados de agua desde tres fuentes externas: Central Termoeléctrica Los Vientos, Central Termoeléctrica Ventanas y Central Hidroeléctrica Rapel.
- En noviembre de 2014, la Dirección General de Aguas (DGA) de la Región de Valparaíso, aprobó la red de baterías de pozos con un caudal de 490 L/s, la que incluye un nuevo pozo de 100 l/s, el cual presenta mejor calidad del agua.

Por otro lado, también en CT San Isidro, se implementó y certificó el Sistema de Gestión de la Energía (SGE), basado en la norma ISO 50001 Of.2011. La implementación de la norma permite obtener varios beneficios para la organización, entre éstos:

- Mejora continua del desempeño energético de la instalación;
- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y otros impactos ambientales relacionados; y
- Reducción de costos de la energía a través de una gestión sistemática de la energía.

En relación con el cumplimiento de las exigencias establecidas en el D.S. N°13/11 Norma de Emisiones de Centrales Termoeléctricas, Endesa Chile instaló Sistemas de Monitoreo Continuo de Emisiones (CEMS, por sus siglas en inglés) en las centrales termoeléctricas Taltal, San Isidro, San Isidro II, Quintero y Tarapacá Carbón, que cumplen con los requisitos del DS N°13 de 2011. Durante 2014, la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA) emitió las Resoluciones Exentas de certificación a todos los CEMS instalados, a excepción de los equipos de las dos unidades de la CT Taltal. Los informes de validación de los CEMS de esta última central fueron ingresados a la SMA el 5 de noviembre de 2014. Además, la SMA emitió Resoluciones Exentas aprobando el monitoreo alternativo mediante el cálculo de emisiones propuestos por las centrales Atacama, Huasco, Diego de Almagro y Tarapacá TG.

Continuando en el ámbito del cumplimiento del D.S. N°13/11, en específico los límites establecidos para las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) y óxidos de nitrógeno (NO_x), durante 2014 la compañía avanzó en los siguientes proyectos:

Planta	Acciones ejecutadas el 2014
CT Bocamina Unidad 1	Continuación obras de construcción de un equipo desulfurizador.
	Contratación del servicio de cambio de quemadores para disminuir las emisiones de NO _x .
CT Tarapacá	Ingreso al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental de la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) del proyecto "Modificación de la C.T. Tarapacá Vapor", que comprende:
	Medidas primarias de reducción de emisiones de NO _x ;
	Equipo desulfurizador y sus partes asociadas, para abatir SO _x ;
	Cambios al filtro de mangas para abatimiento de material particulado (MP); y
	Manejo y disposición de residuos provenientes del proceso de desulfurización.
	Una vez se cuente con la DIA aprobada, se ejecutarán las actividades para contar con los sistemas de abatimiento operativos a junio de 2016.



En 2014 continuó la tramitación ambiental del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto “Optimización de Central Termoeléctrica Bocamina, Segunda Unidad”, con el ingreso de una primera Adenda en septiembre de 2014 y la ejecución de dos rondas de Participación Ciudadana, en enero y diciembre de 2014.

Durante 2014, la SMA realizó fiscalizaciones en terreno en las centrales termoeléctricas Bocamina y Tarapacá y en la central hidroeléctrica Ralco.

- Respecto del complejo Bocamina, las fiscalizaciones tuvieron por objeto verificar el cumplimiento de las acciones comprometidas por Endesa Chile para controlar y monitorear el ingreso de biomasa marina a través de las tuberías de succión de agua de mar. Adicionalmente, en este periodo la SMA determinó el cierre de la investigación asociada al proceso sancionatorio abierto en 2013. Es así como el 11 de agosto de 2014 emitió la Resolución Exenta N°421, en la cual se establecieron las sanciones por los cargos formulados. Esta Resolución fue reclamada por Endesa Chile ante el Tribunal Ambiental de Valdivia, y al 31 de diciembre de 2014 no había sido resuelta por dicho organismo. Cabe destacar que durante la totalidad de 2014 la unidad 2 de Bocamina se mantuvo paralizada, en cumplimiento a la Orden de No Innovar dictada por los tribunales de justicia (la cual se levantó en noviembre de 2014, sujeta a condiciones).
- Respecto de la CT Tarapacá, el 8 de enero de 2014 la SMA aprobó oficialmente el Programa de Cumplimiento presentado por CELTA S.A. para subsanar las infracciones identificadas en el proceso sancionatorio iniciado en 2013. Desde esa fecha en adelante, Celta S.A. ejecutó las acciones

comprometidas para cumplir con cada uno de los 11 objetivos definidos en este programa, lo cual fue comunicado a la SMA mediante informes bimensuales. En octubre de 2014, la SMA realizó una fiscalización de cumplimiento a este programa, verificando la implementación de las medidas propuestas para la CT Tarapacá.

- Por último, en relación a la CH Ralco, en octubre de 2014, un equipo de fiscalizadores del Servicio Agrícola y Ganadero (SAG), del Consejo de Monumentos Nacionales (CMN), de la Corporación Nacional Forestal (CONAF) y de la Superintendencia del Medio Ambiente (SMA), realizaron una fiscalización en terreno, enfocándose en revisar el cumplimiento asociado a las reforestaciones realizadas en la etapa de construcción del proyecto, los avances del Plan Agrícola y Ganadero definido en el Programa de Asistencia y Continuidad del Plan de Relocalización y en el cumplimiento de las medidas establecidas en la Resolución N°133/2006. Al 31 de diciembre de 2014, Endesa Chile no había recibido información oficial de parte de la SMA respecto del resultado de esta actividad.

Respecto de la gestión con las comunidades relocalizadas de Ayin Mapu y El Barco por la construcción de la CH Ralco, durante 2014 destacan:

- En el ámbito social: Fomento de la educación mediante programas de becas de enseñanza media y superior, y acceso a programas de formación y capacitación de oficios, otorgando becas de estadía para las personas interesadas en participar. Además, se ejecutaron diversas acciones para la implementación y refuerzo de alianzas con instituciones gubernamentales (entre las que destacan Prodemu y Sernam) que permiten abordar mejor diversas problemáticas sociales.

- En el ámbito productivo: Reforzamiento del programa de Alianza Productiva, con el cual se ha logrado incluir un nuevo Programa de Desarrollo Territorial Indígena (PDTI) en la comunidad El Barco, donde participan 20 familias, por lo que, en conjunto con el Programa de Desarrollo Local (Prodesal), implementado hace cuatro temporadas, brindan asistencia técnica y fomento para la producción a un total de 52 familias (titulares y familias constituidas por hijos de titulares asentados en la comunidad El Barco). De la misma manera, en la comunidad Ayin Mapu, el programa PDTI, apoya a un total de 34 familias. Paralelamente, bajo el mismo contexto, 18 señoras de la misma comunidad y 9 de la comunidad El Barco, participan en el Programa de Formación y Capacitación para Mujeres Campesinas (convenio Indap – Prodemu).

Desarrollo Sostenible

En 2014, Endesa Chile reafirmó su compromiso con el Desarrollo Sostenible Empresarial al establecer un nuevo Plan Estratégico en la materia, que abarca el periodo 2014-2017 y que contempla cinco dimensiones de actuación: económica; gobierno y control de gestión; medioambiente; gestión de personas, y entorno social. De éstas, resultaron 18 directrices de trabajo que van desde la creación de valor económico-financiero, la diversidad e igualdad de oportunidades al interior de la organización, hasta contar con una cadena de suministro responsable. Para las anteriores, Endesa Chile determinó 70 objetivos, los cuales integran la hoja de ruta en materia de sostenibilidad para los próximos tres años.

En esta línea, Endesa Chile adhiere al Pacto Global de Naciones Unidas desde 2004, iniciativa que busca fomentar la responsabilidad social de las empresas. A través de éste, la compañía se obliga a respetar y proteger los diez principios establecidos por el organismo, que dicen relación con derechos humanos, ámbitos laborales y medioambientales, además de la lucha contra la corrupción. La compañía informa anualmente los avances realizados en la aplicación de los principios del Pacto a través de su Comunicación de Progreso (COP). La última versión, publicada en 2014, fue reconocida con la máxima distinción, calificando como COP Avanzada.

Del mismo modo, por medio de la elaboración de su Informe de Sostenibilidad, bajo la metodología diseñada por el Global Reporting Initiative (GRI), la compañía cumple con los más altos estándares internacionales, en cuanto a la transparencia de la información que entrega a sus grupos de interés. En 2014 Endesa Chile publicó su 12° Informe de Sostenibilidad, el que fue verificado por la firma auditora EY, calificado con el sello A+.

Dado el escenario actual y las proyecciones de la compañía, Endesa Chile desarrolló en 2014 una estrategia de mayor vinculación con el entorno, la cual derivó en la creación de la Gerencia de Relaciones Comunitarias y Comunicaciones. Esta área se dedicó principalmente a la creación de equipos locales en terreno, encargados de ser los primeros en recoger inquietudes o sugerencias por parte de las autoridades comunales, juntas de vecinos y público en general.

Endesa Chile ha definido el ámbito educativo como eje principal de su compromiso con el desarrollo sostenible de las comunidades en las que está presente. Por ello, el programa Energía para la Educación, existente desde 2006, se encarga de ejecutar diversas acciones de apoyo que benefician a 7.181 alumnos y 514 docentes de 42 establecimientos educacionales de las nueve regiones donde se encuentra presente la compañía. Ejemplo de ello fue la entrega en marzo de 2014 de más de 1.500 kits de útiles escolares en beneficio de los alumnos de Coronel, además de las capacitaciones a docentes y el desarrollo de la iniciativa Cine en tu Escuela, en cada una de los establecimientos educacionales que son parte del programa.

Una de las líneas de intervención de Energía para la Educación son el Programa de Nutrición Infantil (PINI), las que en 2014 beneficiaron a 2.358 alumnos de las localidades de San Clemente, Laja, Alto Biobío y Coronel. En una primera etapa, se realizó la evaluación nutricional por parte de expertos a los niños, para seguir con las charlas de información y orientación nutricional para profesores, padres y apoderados. El plan concluyó con la atención y asesoría de una psicóloga infantil que trabajó de forma directa con los alumnos.

Respecto al trabajo que realiza Endesa Chile en los territorios, en 1992 la compañía constituye la Fundación Pehuén en el Alto Biobío, en el contexto de la construcción de la Central Hidroeléctrica Pangue, con el objetivo de promover programas que permitan la mejora de la calidad de vida, la sustentabilidad y el desarrollo de base de las comunidades pehuenche emplazadas en la zona de influencia de la operación. En septiembre de 2014, las oficinas de la Fundación Pehuén resultaron totalmente destruidas, tras el incendio provocado por terceros. La Fundación condenó tajantemente los actos de violencia y denunció públicamente y ante la justicia lo ocurrido. Asimismo, se emprendieron las acciones legales correspondientes, con el fin de identificar a los responsables del atentado.

No obstante, la compañía reafirmó y puso especial énfasis en el compromiso permanente que mantiene con las comunidades del Alto Biobío, destacando que la Fundación Pehuén seguirá trabajando por el desarrollo en educación, textilería, turismo, agrícola, ganadero y social.



Además del trabajo desarrollado durante el año con la comunidad de Coronel, en la Región del Biobío, el segundo semestre de 2014 se llevó a cabo la primera versión de la Copa Endesa Chile-Coronel, la que concluyó en noviembre en el Estadio Federico Shwager, adjudicándose la victoria el equipo de la Escuela República de Francia. El torneo de baby fútbol sub 14 contó con la participación de 22 equipos, conformados por alumnos de 19 establecimientos educacionales de la zona.

Los ganadores fueron premiados por el ex capitán de la selección chilena, Iván Zamorano, con pasajes a Buenos Aires para todo el equipo, oportunidad en la que pudieron asistir a uno de los partidos de fútbol de la primera división argentina.

En 2014, los trabajadores de Endesa Chile reafirmaron su compromiso social a través del Voluntariado Corporativo Somos Energía, participando en tres tipos de instancias: Acción Grupal, Fondos Concursables y Apoyo en Educación, totalizando 358 horas de trabajo voluntario durante el año.

El incendio que afectó a Valparaíso no dejó indiferente a los trabajadores de la compañía, quienes fueron en ayuda de los damnificados que dejó la catástrofe, proporcionando útiles escolares para los alumnos de los colegios devastados y construyendo tres casas prefabricadas de 24 metros cuadrados, hechas con sistemas de aislación, paneles previamente pintados y conexiones listas para el agua, baño y red eléctrica.

En lo que se refiere a la línea del voluntariado de entrega de Fondos Concursables, los trabajadores de Endesa Chile postularon proyectos dirigidos a mejorar las condiciones de vida de aquellas personas más desposeídas. Entre algunos, destacan los programas: Implementación de Sistemas de Reciclaje Jardín Infantil Lo Rojas de Coronel, y el proyecto Buenas Prácticas Energéticas Domiciliarias en Comunidades Pehuenches. Los proyectos presentados tienen por objetivo beneficiar a más de mil personas, en los ámbitos de fomento a la educación, gestión social y protección ambiental.



Endesa Chile aspira a mantener y mejorar su posición de liderazgo en el ámbito de la Innovación, constituyéndose al mismo tiempo, en referente para la industria eléctrica. Considera esencial contribuir a la formación de una cultura innovadora, entre los trabajadores, y a la obtención de proyectos de creación de valor, logrando que esa cultura se transforme en un factor diferenciador y de ventaja competitiva. Uno de los principales desafíos ha sido el de sensibilizar a toda la organización para conseguir el arraigo de una cultura, clima y prácticas de innovación, apoyándose en iniciativas que motiven la expresión del

talento de los trabajadores.

Cultura de Innovación en la Compañía

Durante 2014, se realizaron las siguientes actividades destinadas a fortalecer la cultura de innovación de la organización.



Semana de la Innovación

Como ya es costumbre, Endesa Chile, junto a las demás empresas de Enersis celebraron la Semana de la Innovación. Con el slogan “Dale valor a tus ideas”, esta décima versión buscó ser un importante puente que conecte a los trabajadores con la cultura de este valor corporativo y, a la vez, los incentive a través de diversas y entretenidas actividades y talleres.

La semana se inicio el 28 de julio y diariamente premió a los trabajadores que participaron del concurso Memorice, también se realizó un taller de Prototipado rápido, cuyo objetivo es motivar entre los participantes una actitud creativa e innovadora, incorporando en ellos la importancia que representa el uso de prototipos para materializar y testear soluciones concretas.

Las actividades se complementaron con una Feria Tecnológica que dio a conocer una serie de proyectos de generación y distribución a través de modernos y novedosos equipos y sistemas.

Actividades de Capacitación

Se realizaron distintas actividades de capacitación orientadas a distintos niveles jerárquicos de la organización. Destacaron en este sentido las siguientes iniciativas:

- Dos talleres de capacitación realizados en la Universidad de los Andes para un total de 30 trabajadores de distintas áreas de la empresa. El tema desarrollado en estas dos jornadas fue "Gestión avanzada de la Innovación "
- Dos talleres de creatividad realizado en distintas centrales del país, a cargo de la empresa consultora especialista en Innovación IDEOMAX. En la actividad participaron un total de 50 personas.



Comité Ejecutivo de Innovación

A lo largo de 2014 sesionó en 3 oportunidades el Comité Ejecutivo de Innovación, cumpliendo de esta forma con el rol que tiene en el cumplimiento del Programa de Innovación de la compañía. El aporte de esta entidad fue fundamental para la aprobación de programas, proyectos y liberación de recursos.

Entre las funciones del Comité Ejecutivo de innovación destacan las siguientes:

- Proponer las metas, objetivos y focos estratégicos de innovación.
- Aprobar los planes de actuación en I+D+i anuales y bianuales.
- Aprobar el proyecto de presupuesto anual de gasto e inversiones.
- Seleccionar los proyectos de I+D+i surgidos de los programas de captura de ideas y autorizar la asignación de capitales de riesgo

Proceso de Captura de Ideas

El proceso de captura de ideas de empleados es un pilar del programa de innovación de la compañía, que se materializa manteniendo una plataforma informática que constituye un punto de encuentro y de expresión de las ideas de todos los trabajadores.



Eidos Market

Durante el año se desarrollaron dos ciclos del Eidos Market, alcanzándose un total de 1000 ideas, de las cuales 60 aplicaban directamente a nuestro país. Eidos Market es un programa que simula un mercado, permitiendo a los empleados proponer ideas que respondan a los retos propuestos.

El primer ciclo tuvo una duración de 2 meses y correspondió a una fase corporativa. En esta oportunidad, los retos lanzados fueron:

- Entorno: mejora rendimiento medioambiental
- Nuestra seguridad: compromiso individual
- RRHH: eficacia para las personas y para el negocio
- RRHH: facilitar el funcionamiento de los equipos
- Eficiencia de los procesos internos de Global ICT
- La Transformación Digital en Enel

La segunda fase, que al igual que la corporativa, tuvo una duración de dos meses, correspondió a una etapa local en la cual a través del desafío Relacionamento Sustentable con las Comunidades, se recibieron ideas que se evaluarán en su mérito para ver la posibilidad de implementarlas en la línea de negocio.

Innovación Abierta

Durante al año se llevaron a cabo dos programas de innovación abierta, por parte de Endesa Chile.

El primero se desarrolló en conjunto con la Universidad del Desarrollo en el que participaron alumnos de pre-grado de distintas carreras. El desafío planteado a los alumnos fue encontrar soluciones innovadoras para el uso de los desechos no industriales de centrales de generación, aplicando una experiencia piloto en la Central Tarapacá del norte de Chile.

Un segundo programa de innovación abierta consistió en invitar a tecnólogos del área hidráulica a ofrecer soluciones para el aprovechamiento de baja altura neta en las centrales de la compañía. El proceso fue exitoso, recibiendo interesantes proyectos que la compañía evaluará para una potencial implementación.

Proyectos de Valor para la Compañía

Endesa Chile ha demostrado el liderazgo necesario para acometer grandes y nuevos desafíos y ser pionera en la aplicación de soluciones en bien del desarrollo eléctrico del país.

Conscientes que los proyectos innovadores se desarrollan en todas las unidades y niveles de la organización, se mencionan a continuación algunos proyectos innovadores que están actualmente en operación o en desarrollo:



Laguna de Enfriamiento

Este proyecto pretende evaluar la aplicabilidad de lagunas cristalinas como sistema alternativo de enfriamiento para centrales térmicas. El titular del proyecto es la empresa Crystal Lagoons, líder mundial en el desarrollo de grandes lagunas cristalinas con fines recreativos, quien se adjudicó fondos de Corfo para la prueba en terreno de la tecnología.

Esta prueba se llevó a cabo en terrenos de la central San Isidro, donde se construyó una laguna, cuya superficie es aproximadamente de 5.000 m² (volumen útil de 7.500 m³), la cual fue operada por 4 meses, conectada térmicamente al sistema de enfriamiento de la central, con el fin de estudiar el desempeño de la tecnología.

El resultado obtenido fue positivo, validándose esta tecnología para poder aplicarla en cualquier central térmica.

Proyecto 3D

Esta es una aplicación móvil que permitirá al usuario detectar con una cámara Smartphone o tablet, un elemento físico en una central de generación. De esta manera será posible obtener información relevante para el elemento escaneado, como por ejemplo planos, hojas de datos, modelos 3D, diseños, registro de mantenimiento y otras características relevantes.

Proyecto Last Planner

Desarrollo de un proyecto piloto de 14 semanas a través de un software que utiliza la metodología Last Planner. El objetivo es poder identificar y controlar las restricciones de forma sistemática en un proyecto real, teniendo en cuenta el entorno de los activos y los procesos de Endesa Chile.

Dendrocronología

Uso de la Dendrocronología para la reconstrucción del caudal de un río con una data de al menos 300 años. Si los resultados son positivos, se podrán utilizar en la reconstrucción de cuencas que no tienen historia hidrológica, con el consiguiente ahorro en estudios y aumento en la seguridad en el diseño de las obras.

Undimotriz

El 2014, culminó para Endesa Chile este proyecto, en el que se ha estado trabajando por 4 años. Respondiendo al llamado internacional que hizo el Estado de Chile invitando a Centros de Excelencia a instalarse en Chile para desarrollar la energía marina, el consorcio formado por las empresa DCNS y Enel Green Power (EGP), fue seleccionado para acometer esta gran tarea. EGP ha invitado a Endesa Chile a participar en este desafío, lo que significará participar activamente en la toma de decisiones.

Cost Contribution Agreement (CCA)

Para aprovechar sinergias y la capacidad en I + D de ENEL Ingeniería e Richerca (Enel I&R), Endesa Chile celebró un convenio que le permitirá acceder y aprovechar en beneficio propio a todos los desarrollos e investigaciones realizadas por Enel I&R. También, el convenio permite proponer investigaciones en temas de exclusivo interés para Endesa Chile o participar en el desarrollo de proyectos de I + D realizados en otras empresas del Grupo.

Las áreas de investigación principales son:

- ERNC
- Automatización y diagnóstico avanzado de plantas de generación
- Control de emisiones contaminantes
- Almacenamiento de energía
- Ciberseguridad
- Nuevos usos de la electricidad.

Los programas comprenden más de 90 proyectos específicos, que deberán desarrollarse durante los 5 años de duración del convenio. El costo total del CCA para Endesa Chile asciende a los 2,9 millones de Euros.

Desafíos

La meta para los próximos años es continuar avanzando en la cultura de innovación para lograr que las personas de la organización realicen nuevos proyectos de I+D+i, orientados a la generación de nuevos negocios, la mejora de los procesos productivos internos, la eficiencia energética y la búsqueda de nuevas fuentes de generación, todos orientados al incremento de valor de la compañía. La Gerencia de I+D+i se ha propuesto una ambiciosa meta que involucra alcanzar al menos 25 % del total de trabajadores de la compañía, capacitados en innovación. Esto se concretará a través de programas especialmente adaptados a nuestra realidad empresarial, orientados a los distintos tipos y perfiles de profesionales que trabajan en la compañía.

Los desafíos planteados se apalancarán en un adecuado programa de gestión de la innovación y de una red que permita aprovechar las fortalezas y capacidades de la organización, así como los espacios de mejora que se identifiquen.





Participaciones Económicas Directas e Indirectas

Sociedades filiales	Participación	
	2014	2013
Argentina		
Endesa Argentina S.A. ⁽⁵⁾	99,99%	99,99%
Costanera S.A. ⁽⁵⁾	75,67%	75,67%
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	65,36%	65,36%
Hidroinvest S.A.	96,09%	96,09%
Southern Cone Power Argentina S.A.	99,92%	99,92%
Brasil		
Ingendesa do Brasil Ltda.	96,25%	96,25%
Chile		
Central Eólica Canela S.A.	72,16%	72,16%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (San Isidro S.A.) ^{(1) (3)}	0,00%	0,00%
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (Celta S.A.) ⁽⁴⁾	96,21%	96,21%
Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. (Ingendesa)	0,00%	0,00%
Empresa Eléctrica Pangue S.A. (Pangue S.A.)	0,00%	0,00%
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. (Pehuenche S.A.)	92,65%	92,65%
Endesa Eco S.A. ^{(2) (3) (4)}	0,00%	0,00%
Endesa Inversiones Generales S.A. (Eniges)	0,00%	0,00%
Inversiones Endesa Norte S.A. ⁽²⁾	0,00%	0,00%
Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	100,00%	100,00%
Colombia		
Emgesa S.A. E.S.P. (Emgesa)	26,87%	26,87%
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	25,52%	25,52%
Emgesa Panamá S.A.	26,87%	26,87%
Perú		
Chinango S.A.C.	49,97%	49,97%
Edegel S.A.A. (EDEGEL)	62,46%	62,46%
Generandes Perú S.A.	61,00%	61,00%

- (1) Con fecha 1 de mayo de 2012, Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 1 de mayo de 2012, Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. y Endesa Inversiones Generales S.A. fueron fusionadas con Inversiones Endesa Norte S.A. y con fecha 1 de julio de 2012 Inversiones Endesa Norte S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (3) Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (4) Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica de Tarapacá, siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (5) Variación en participación por efecto del aumento de capital de Endesa Costanera en noviembre de 2013.

Asociadas y control conjunto ⁽⁶⁾	Participación	
	2014	2013
Argentina		
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (CTM) ⁽⁷⁾	37,14%	37,14%
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	0,89%
Endesa Cemsa S.A.	44,99%	44,99%
Termoeléctrica José de San Martín S.A. ⁽⁵⁾	16,35%	16,35%
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A. ⁽⁵⁾	16,35%	16,35%
Transportadora de Energía S.A. (TESA) ⁽⁷⁾	37,14%	37,14%
Brasil		
Ampla Energia e Serviços S.A.	17,41%	17,41%
Ampla Investimentos e Serviços S.A.	0,00%	0,00%
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	37,04%	37,04%
CGTF-Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.	37,14%	37,14%
Companhia Energética do Ceará (Coelce)	21,86%	21,86%
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN)	37,14%	37,14%
En-Brasil Comercio e Serviços S.A.	37,14%	37,14%
Enel Brasil S.A.	37,14%	37,14%
Eólica Fazenda Nova o Geraco e Comercializacao de Energia S.A.	37,12%	37,12%
Investluz S.A.	0,00%	0,00%
Chile		
Consorcio Ara- Ingendesa Ltda. ⁽²⁾	0,00%	48,11%
Electrogas S.A.	42,50%	42,50%
GNL Chile S.A.	33,33%	33,33%
GNL Quintero S.A.	20,00%	20,00%
Aysén Energía S.A.	51,00%	51,00%
Aysén Transmisión S.A.	51,00%	51,00%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén)	51,00%	51,00%
Gas Atacama Chile S.A. ^{(2) (4)}	98,06%	48,11%
GasAtacama S.A. ^{(2) (4)}	98,11%	48,11%
Gasoducto Atacama Argentina S.A. ^{(2) (4)}	98,05%	48,11%
Gasoducto Taltal S.A. ^{(2) (4)}	98,06%	48,11%
Inversiones GasAtacama Holding Limitada ^{(2) (4)}	98,11%	48,11%
Progas S.A. ^{(2) (4)}	98,06%	48,11%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. ⁽³⁾	48,11%	48,11%
Cayman Islands		
Atacama Finance Co. ^{(2) (4)}	0,00%	48,11%
Energex Co. ^{(2) (4)}	0,00%	48,11%

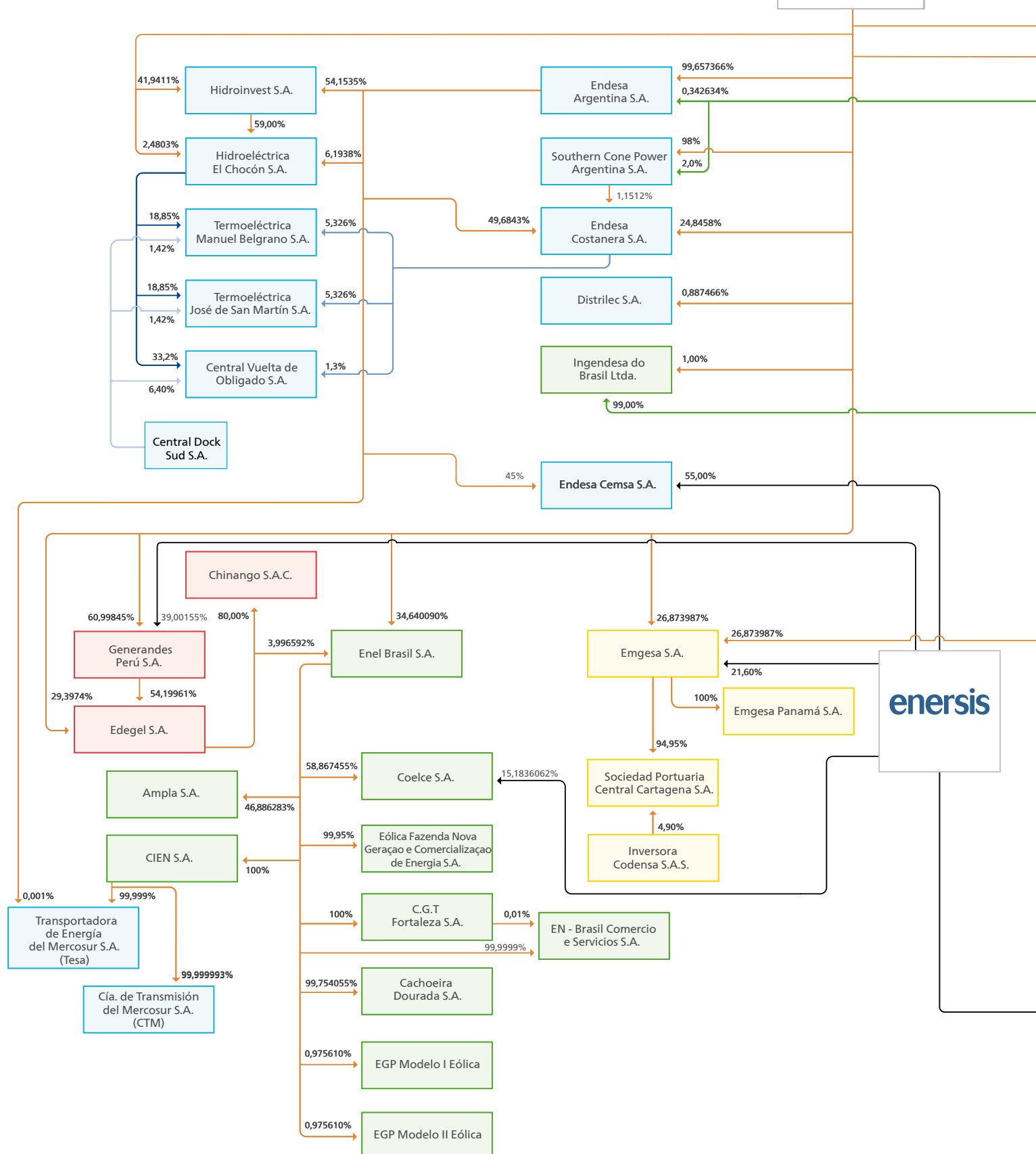
- (1) Con fecha 1 de mayo de 2012, Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (2) Con fecha 1 de mayo de 2012, Empresa de Ingeniería Ingendesa S.A. y Endesa Inversiones Generales S.A. fueron fusionadas con Inversiones Endesa Norte S.A. y con fecha 1 de julio de 2012 Inversiones Endesa Norte S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (3) Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (4) Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica de Tarapacá, siendo esta última sociedad la continuadora legal.
- (5) Variación en participación por efecto del aumento de capital de Endesa Costanera en noviembre de 2013.
- (6) Se consideran sociedades de Control Conjunto, aquellas en las que la sociedad matriz controla la mayoría de los derechos de voto o, sin darse esta situación, tiene facultad para dirigir las políticas financieras y operativas de las mismas gracias al acuerdo con otros accionistas y conjuntamente con ellos. Las sociedades de Control Conjunto se consolidan por el método de integración proporcional, es decir en la proporción que Endesa Chile representa en el capital social de las mismas.
- (7) Variación en participación por efecto de la fusión por absorción de las sociedades Ampla Investimentos e Investluz en Endesa Brasil el 21 de noviembre de 2013.



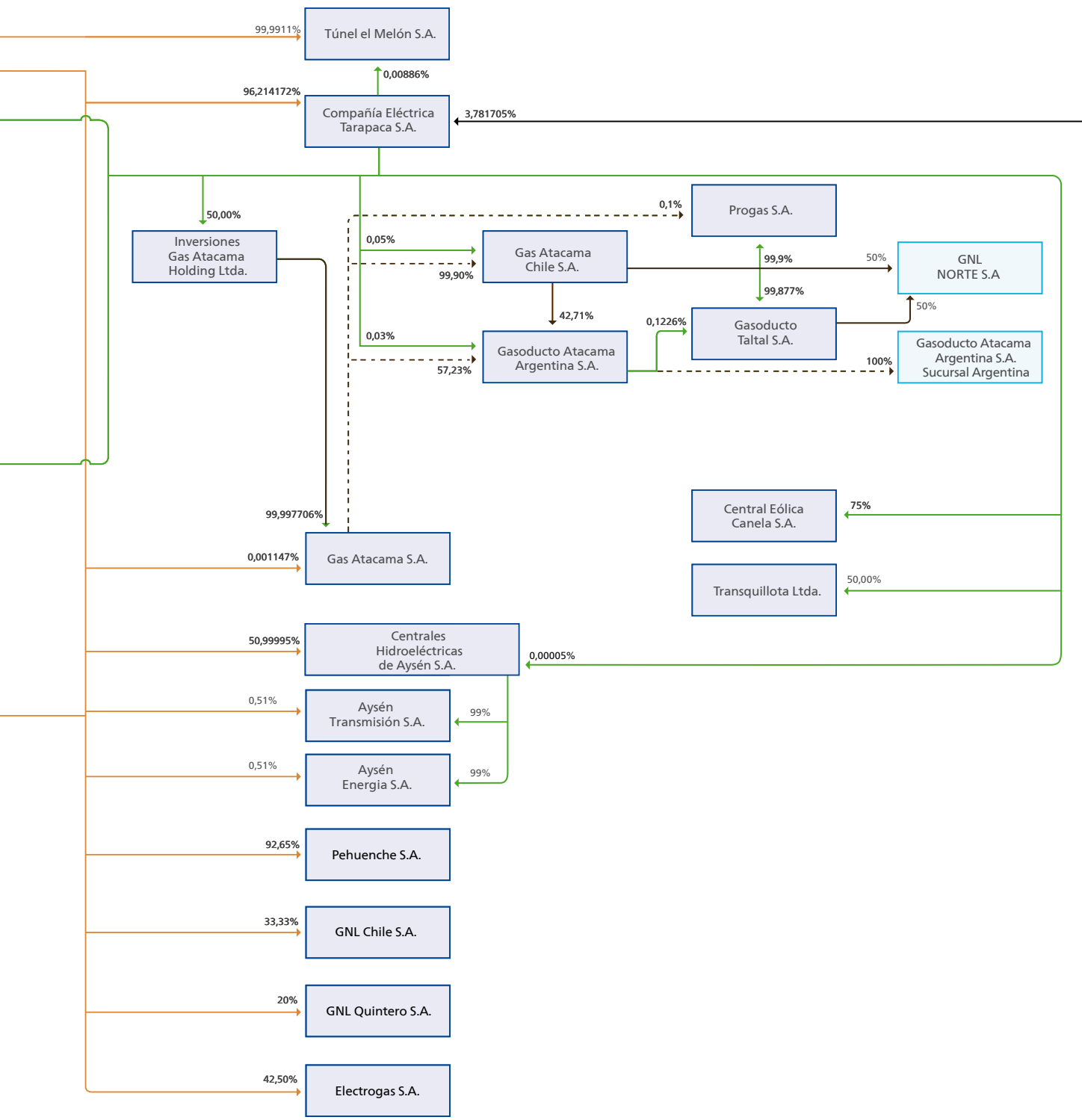
Inversiones costo financiero	Miles de pesos	Proporción de la inversión en el activo de la matriz
Enel Brasil S.A.	423.383.417	10,41%
Celta (Cía. Elect. Tarapacá)	262.311.224	6,45%
Edegel	209.147.425	5,14%
Pehuenche	162.155.435	3,99%
Inversiones GasAtacama Holding	156.224.984	3,84%
Emgesa	143.702.870	3,53%
Generandes Perú	127.817.912	3,14%
Endesa Argentina S.A.	114.230.438	2,81%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	86.537.578	2,13%
Hidroinvest	28.737.651	0,71%
Costanera S.A.	16.151.313	0,40%
GNL Quinteros S.A.	11.158.892	0,27%
Southern Cone Power Argentina S.A.	5.167.170	0,13%
Electrogas S.A.	4.419.693	0,11%
Hidroeléctrica El Chocón	3.708.267	0,09%
Distrilec	3.033.039	0,07%
GNL Chile S.A.	527.490	0,01%
Gas Atacama S.A.	446	0,00%
HidroAysén Transmisión S.A.	114	0,00%
Aysén Energía S.A.	25	0,00%
Túnel El Melón	0	0,00%

Perímetro de Participaciones Societarias de Endesa Chile

endesa
chile



enersis





Endesa Chile

- Con fecha 29 de enero de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N°18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial:

Que la Superintendencia del Medio Ambiente, por Resolución Exenta N° 39, de fecha 28 de enero de 2014, ha ordenado a la Empresa Nacional de Electricidad S.A. adoptar, entre otras medidas provisionales que se indican en dicha resolución, la medida provisional de clausura total y temporal del proyecto "Central Termoeléctrica Bocamina Primera Unidad", por el término de 15 días corridos, sin perjuicio de su renovación o alzamiento anticipado en base a nuevos antecedentes que así lo ameriten, de acuerdo a lo autorizado por el Ilustre Tercer Tribunal Ambiental en la precitada fecha, de conformidad a lo dispuesto en la letra c) del artículo 48 de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente.

Los efectos financieros que traerá aparejada la suspensión de la Central Térmica Bocamina I dependerán del tiempo en que se prolongue su vigencia y la magnitud de estos efectos están siendo evaluados actualmente por la compañía.

- Con fecha 31 de enero de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° de la Ley 18.045 y en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se comunicó el siguiente hecho esencial:

En relación con el hecho esencial de fecha 17 de diciembre de 2013, por el que, además de comunicar la suspensión de la Central Térmica Bocamina II, por la razón indicada en él, anunciamos que los efectos financieros de dicha suspensión serían evaluados por la Compañía, les informamos, por la presente carta, en carácter de hecho esencial que, conforme a la evaluación efectuada de dichos efectos, la que comprende el período de inicio de la suspensión esto es, el 17 de diciembre de 2013 hasta el 30 de enero de 2014, el efecto financiero derivado de dicha paralización, asciende a la suma total de US\$31 millones como pérdida de margen de contribución.

Asimismo, la Compañía, mientras dure la vigencia de la suspensión que afecta a la Central Térmica Bocamina II, continuará evaluando e informándoles los efectos financieros por ella producidos.

- Con fecha 6 de febrero de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

En relación con el hecho esencial de fecha 29.01.2014, la Superintendencia del Medio Ambiente por Resolución Exenta N° 59, de fecha 6 de febrero de 2014, ha resuelto dejar sin efecto las medidas provisionales ordenadas por la Resolución Exenta N°39 de fecha 28 de enero de 2014, tanto en la clausura temporal total del proyecto “Central Termoeléctrica Bocamina Primera Unidad”, como las otras medidas de corrección, seguridad y control decretadas de conformidad a lo dispuesto en la letra c) del artículo 48 de la Ley Orgánica de la Superintendencia del Medio Ambiente.

La Compañía procederá a implementar las medidas provisionales ordenadas por la autoridad, y se pondrá en operación la Central Termoeléctrica Bocamina Primera Unidad a la brevedad posible, en coordinación con el CDEC.

- Con fecha 03 de marzo de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial:

En su sesión celebrada el día 28 de febrero de 2014, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., acordó por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de la compañía, a celebrarse el 22 de abril de 2014, repartir un dividendo definitivo del 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2013. Este dividendo será pagado con la suma de \$176.963.389.500, el cual representa un dividendo total a pagar de \$21.57628 por acción, al cual debe restársele el dividendo provisorio pagado en enero de 2014, equivalente a \$3,87772 por acción, por lo que el dividendo definitivo neto (saldo) será de \$17,69856 por acción. Tendrán derecho a recibir este dividendo todos los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas de la Compañía con 5 días de anticipación a la fecha de pago.

- Con fecha 4 de marzo de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N°18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

A) En relación con los hechos esenciales de fecha 29.01.14 y 06.02.14 por los cuales se informó, sobre la suspensión y la reanudación, respectivamente, de la operación de la “Central Termoeléctrica Bocamina

Primera Unidad”, por las razones indicados en esos comunicados, anunciamos que los efectos financieros de dicha suspensión serían evaluados por la Compañía. Por la presente carta informamos en carácter de hecho esencial que, conforme a la evaluación efectuada de dichos efectos, lo que comprende el período de inicio de dicha suspensión, esto es el 27 de enero hasta el día 6 de febrero de 2014, el efecto financiero derivado de dicha paralización, asciende a la suma total de US\$2,45 millones como pérdida de margen de contribución, usando costos marginales definitivos hasta el día 31.01.14, y costos marginales reales preliminares desde el 01.01.14 al 06.02.14

- B) En relación con los hechos esenciales de fecha 17.12.13 y 31.01.14 por los cuales se informó, sobre la suspensión y el efecto financiero derivado de dicha paralización, respectivamente, de la operación de la “Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad”, por las razones indicadas en esos comunicados, anunciamos que continuaríamos evaluando e informando los efectos financieros de dicha suspensión. Por la presente carta informamos en carácter de hecho esencial que, (i) para el período de inicio de dicha suspensión, esto es el 17 de diciembre de 2013 hasta el 31 de enero de 2014, el efecto financiero derivado de dicha paralización, ascendió a la suma total de US\$29,95 millones como pérdida de margen de contribución. Esta cifra es menor a la informada el día 31.01.14, la que ascendió a US\$31 millones, ya que la actualización realizada el día de hoy se basa en costos marginales reales y no en los costos marginales programados, y (ii) para el periodo comprendido entre el día 1 y 23 de febrero de 2014, el efecto financiero derivado de dicha paralización, ascendió a la suma total de US\$12,51 millones como pérdida de margen de contribución, calculada hasta el día 20.02.14 con costos marginales reales preliminares, y con costos marginales programados del 21 al 23 de febrero de 2014.

Asimismo, mientras dure la vigencia de la suspensión que afecta a la “Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad”, continuará evaluando e informándoles los efectos financieros por ella producidos.

- Con fecha 31 de marzo de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

De conformidad al primer párrafo del número iii) de la letra e) del punto I del Acta de Conciliación, suscrita

con fecha 18 de junio de 2013, por Southern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P., en adelante Southern Cross, y Empresa Nacional de Electricidad S.A., en adelante Endesa, en el marco del arbitraje seguido con Southern Cross, el Directorio de Endesa, en sesión ordinaria de fecha 31 de marzo de 2014, acordó aceptar la oferta de Southern Cross, relativa a la venta y enajenación directa de todos los derechos sociales que ésta sociedad tiene en Inversiones GasAtacama Holding Limitada; y a la cesión del crédito del que la sociedad Pacific Energy Sub Co. es actualmente titular en contra de Atacama Finance Co, el que se encuentra documentado en el pagaré de fecha 16 de enero de 2013, por un monto que actualmente asciende a US\$28.330.155.

El precio de venta total por los activos mencionados, incluida la cesión del precitado crédito, asciende a la suma de US\$309.000.000, pagadero al contado, en dinero efectivo de inmediata disponibilidad y en dólares de los Estados Unidos de América, mediante traspaso a la cuenta que Southern Cross indique en su oportunidad.

Como consecuencia de esta operación se extingue el pacto de accionistas suscrito entre Southern Cross y Endesa, con fecha 1° de agosto de 2007; y se incorporan a nuestro grupo empresarial, en calidad de filiales, las sociedades Inversiones Gas Atacama Holding Ltda; Gas Atacama S.A; Gas Atacama Chile S.A; Gasoducto Tal Tal S.A.; Progas S.A. Gasoducto Atacama Argentina S.A.; Gasoducto Atacama Argentina S.A. (Sucursal Argentina); Atacama Finance Co.; GNL Norte S.A. y Energex Co.

Las partes tendrán hasta 30 días corridos, a contar de la fecha de hoy, para la suscripción de los documentos y contratos de cierre de la operación.

Al cierre del ejercicio 2013 GasAtacama obtuvo un EBITDA de MMUS\$ 114 y una utilidad neta de MMUS\$ 69. Además, la compañía cuenta con una posición de caja, equivalentes de efectivo y activos financieros realizables por importe de MMUS\$ 222. La sociedad mantiene una deuda financiera con sus socios por importe de MMUS\$ 56,6. A partir de la adquisición Endesa Chile consolidará en su cuenta de resultados el 100% de GasAtacama, situación que al día de hoy no ocurría al considerar ésta como inversión en empresa asociada.

- Con fecha 1 de abril de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

El Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A., en sesión ordinaria celebrada con fecha 27 marzo de

2014, acordó autorizar a la Compañía para: (i) realizar una inversión por un importe total de MMUS\$ 661,5 para la construcción del proyecto hidroeléctrico de 150 MW denominado Los Cóndores, el que se encuentra localizado en la VII Región. La Central hidroeléctrica aprovechará las aguas del embalse Laguna El Maule. Se espera que entre en operación comercial a fines del año 2018; (ii) adjudicar el contrato de obras civiles de dicho proyecto al Consorcio Ferrovial Agroman; (iii) contratar coberturas para riesgo divisa y riesgo indexación de los contratos principales asociados a la construcción; y (iv) comunicar este hecho esencial inmediatamente sea firmado el respectivo contrato con el precitado consorcio, contratista principal del proyecto, circunstancia que ha ocurrido con fecha 31 de marzo de 2014.

En relación a los efectos en resultados de dicha inversión, éstos no son cuantificables a la fecha.

- Con fecha 10 de abril de 2014, en virtud de lo establecido en el artículo 9° e inciso segundo del artículo 10° de la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, en la Norma de Carácter General N° 30, de fecha 10 de noviembre de 1989 y en la Circular N° 1.072, de fecha 14 de mayo de 1992, ambas de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó como Hecho Esencial lo siguiente:
- Con fecha de hoy, Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha colocado en el mercado internacional, registrados ante la Securities Exchange Commission (SEC), de los Estados Unidos de América, un bono senior sin garantía, por un monto de US\$ 400 millones, con vencimiento el año 2024.

Dicho bono tendrá por objeto fines corporativos, incluyendo el prepago de deudas.

- Con fecha 22 de abril de 2014, de conformidad a lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso segundo de la Ley N° 18.045 de Mercado de Valores y a lo dispuesto en la Sección II de la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial respecto a Empresa Nacional de Electricidad S.A. (la "Sociedad") lo siguiente:

En relación con la oferta de Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. ("Southern Cross") por su participación en GasAtacama, aceptada por el directorio de la Sociedad con fecha 31 de marzo de 2014, lo que fue informado en carácter de hecho esencial por la Sociedad con esa misma fecha, comunicamos que con fecha de hoy, 22 de abril de 2014 Southern Cross y la Sociedad han suscrito los documentos y contratos requeridos para la adquisición directa por parte de la Sociedad de todos los derechos sociales que Southern Cross tenía a la fecha,

por sí o a través de entidades relacionadas, en Inversiones GasAtacama Holding Limitada – equivalentes al 50% de los derechos sociales de dicha entidad – y para la cesión del crédito que la sociedad Pacific Energy Sub Co. era titular en contra de Atacama Finance Co. El precio total de la operación, incluida la cesión del precitado crédito, ascendió a la suma de US \$309.000.000, el cual fue íntegramente pagado con esta misma fecha a Southern Cross. De igual modo, la Sociedad y Southern Cross han puesto término con esta fecha al pacto de accionistas suscrito entre ambas el 1° de agosto de 2007.

En virtud del cierre de la operación antes referida, se han incorporado a partir de esta fecha a nuestro grupo empresarial, en calidad de filiales, las sociedades Inversiones Gas Atacama Holding Ltda., GasAtacama S.A., GasAtacama Chile S.A., Gasoducto TalTal S.A, Progas S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A., Gasoducto Atacama Argentina S.A. (Sucursal Argentina), Atacama Finance Co., GNL Norte S.A. y Energex Co. ("Sociedades Gas Atacama").

Como resultado de la transacción antes descrita, Endesa Chile quedó como controladora de las sociedades Gas Atacama, pasando a consolidar sus resultados.

- Con fecha 22 de abril de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial, que, en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día de hoy, se ha acordado distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N° 55, de \$3,87772 por acción), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de \$176.963.389.500, que equivale a \$ 21,57628 por acción.

Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N° 55 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N° 56 ascendente a \$145.159.259.700, que equivale a \$ 17,698562 por acción.

- Con fecha 28 de julio de 2014, de conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10° inciso 2° de la Ley N° 18.045, y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informó con carácter de hecho esencial que don Vittorio Corbo Lioi ha presentado su renuncia, a contar de 28 de Julio de 2014, a su cargo de director de Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Se hace presente que esta información es sin perjuicio de la que proporcionaremos a esa Superintendencia, en cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 68 de la Ley de Mercado de Valores.

- Con fecha 12 de agosto de 2014, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 9° y 10° de la Ley 18.045 y en la Norma de Carácter General N° 30, de la Superintendencia de Valores y Seguros, se comunica el siguiente hecho esencial:

- Con fecha 11 de Agosto, Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha sido notificada de la Resolución Exenta N° 421, de fecha 11 de agosto de 2014, dictada en el procedimiento administrativo sancionatorio rol D-015-2013 de la Superintendencia del Medio Ambiente, seguido en contra de la Compañía en relación con el proyecto "Ampliación Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad", por la cual absolvió de un cargo e impuso diversas sanciones de multa a la Compañía por un total de 8.640,4 Unidades Tributarias Anuales por cargos efectuados por la autoridad en dicho procedimiento. Dicha resolución no se encuentra a firme.

La Compañía se encuentra evaluando la acciones legales a seguir y los efectos financieros asociados, los que serán informados tan pronto se cuente con dicha evaluación.

- Con fecha 27 de Octubre de 2014, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se comunica el siguiente hecho esencial:

En Sesión Ordinaria del Directorio N° 1486/2014, celebrada el 27 de Octubre de 2014, se aceptó la renuncia del señor Joaquín Galindo Vélez como Gerente General a contar del 31 de Octubre de 2014, y en su reemplazo se acordó designar Gerente General a don Valter Moro, quien desempeñará sus funciones a contar del 1 de Noviembre de 2014.

- Con fecha 27 de Octubre de 2014, en virtud de lo establecido en el artículo 9° e inciso segundo del artículo 10° de la Ley N° 18.045, de Mercado de Valores, y en la Norma de Carácter General N°30, de fecha 10 Noviembre de 1989 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa como hecho Esencial lo Siguiente:

La filial Endesa Costanera S.A. acordó con Mitsubishi Corporation la refinanciación de la deuda que la primera mantiene con la segunda, en condiciones beneficiosas para Endesa Costanera S.A. Esta última es una sociedad Argentina, con un 75,67% de participación económica, de modo que dicho acuerdo tiene efectos sobre los resultados de ambas Compañías.

Entre las principales condiciones de la restructuración, se destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30 de septiembre de 2014 por US\$ 66.061.897,09; la reprogramación de los vencimientos del capital de US\$ 120.605.058,33 por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniéndose la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos.

Es condición precedente para la efectividad del acuerdo firmado que Endesa Costanera S.A. efectúe un pago de US\$ 5.000.000 de la deuda vencida, dentro de los próximos 15 días hábiles.

Lo anterior, corresponde a la restructuración del pasivo más importante de Endesa Costanera S.A. y contribuye a la recomposición de su situación patrimonial, de modo que sus efectos quedarán reflejados en sus estados financieros anuales.

Los efectos estimados en Empresa Nacional de Electricidad S.A., como sociedad dominante, corresponden a una ganancia de aproximadamente US\$ 104 millones (\$61.000 Millones) y a una reducción de deuda financiera en los estados financieros consolidados de aproximadamente US\$138 millones (\$80.000 millones).

- Con fecha 27 de Octubre de 2014, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores y de lo Establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa en carácter de hecho esencial, lo siguiente:
- Con fecha 29 de Septiembre de 2014 se publicó 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 establece la sustitución del sistema tributario actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado. Junto con lo anterior establece a contar de 2014 un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría, la que llegará hasta un 27% en el evento que se opte por el sistema parcialmente integrado. En caso que se opte por el sistema de renta atribuida la tasa máxima de dicho impuesto llegará a 25%. La misma ley establece que a las sociedades anónimas se le aplicará por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta de Accionistas acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

- Con fecha 17 de Octubre de 2014, la Superintendencia de Valores y Seguros publicó el Oficio Circular N°856, mediante la cual se estableció que no obstante lo dispuesto en la Normas Internacionales de Contabilización, las diferencias en activos y pasivos por concepto de Impuestos Diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuesto de primera categoría introducido por la Ley N° 20.780, deberán contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio.

En consecuencia, y con motivo de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.780, Endesa Chile ha procedido a efectuar una estimación del impacto en sus Estados Financieros derivado de la aplicación de dicha norma, asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas ya que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo.

Para efectos locales, y atendiendo la publicación del Oficio Circular N°856 antes citado, las diferencias estimadas en activos y pasivos por concepto de Impuestos Diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría, resultan en un cargo neto en el patrimonio por Ch\$ 62.039 millones (US\$ 103,5 millones aprox.), disminuyendo el patrimonio de las sociedad dominante en Ch\$ 60.685 millones (US\$ 101,3 millones aprox.) y que será incluido en sus Estados Financieros del 30 de Septiembre del Ejercicio en curso.

Para efectos internacionales, ya que Endesa Chile cotiza en la Bolsa de Nueva York y en el Latibex, debiendo publicar sus Estados Financieros anuales preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), la estimación del impacto de la nueva Ley N° 20.780 en sus Estados Financieros derivado de la aplicación de dicha norma, resultarán en un cargo neto en el Impuesto a las Ganancias por Ch\$ 62.039 millones (US\$ 103,5 millones aprox.), disminuyendo las ganancias de las sociedad dominante en Ch\$ 60.685 millones (US\$ 101,3 millones aprox.).

- Con fecha 4 de Noviembre de 2014, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N°18.045 sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

- Con fecha 4 de Noviembre de 2014, el Presidente del Directorio don Jorge Rosenblut notificó mediante notario público su renuncia, con efecto inmediato, al cargo de Presidente y Director de Endesa Chile.
- Que en la sesión Extraordinaria del Directorio N° 1487/2014, celebrada el 4 de Noviembre de 2014, se tomaron las siguientes resoluciones de Directorio:

Se produjeron las renunciaciones sucesivas de los directores don Paolo Bondi y don Manuel Morán Casero. En reemplazo de las renunciaciones precedentes se designaron a los señores Enrico Viale, Ignacio Mateo Montoya y Vittorio Vagliasindi respectivamente.

Asimismo, el Directorio designó en reemplazo del director independiente señor Vittorio Corbo Lioi, quien había presentado anteriormente su renuncia, a la señora Isabel Marshall Lagarrigue, quien asume en dicha calidad.

Además, el Directorio nombró como directora a doña Susana Carey Claro, a sugerencia de AFPs, en calidad de independiente del controlador y como nueva integrante del Comité de Directores, en reemplazo de don Jaime Bauzá quien por problemas de salud no puede ejercer sus funciones conformes a lo establece la Circular N° 1.956/2009, de esa Superintendencia.

Finalmente, en dicha sesión, se acordó nombrar como Presidente y Vicepresidente del Directorio a los señores Enrico Viale e Ignacio Mateo Montoya, respectivamente.

De acuerdo a estas renunciaciones y designaciones sucesivas, quedan como directores de la Empresa Nacional de Electricidad S.A. las siguientes personas:

Enrico Viale, Presidente
 Ignacio Mateo Montoya, Vicepresidente
 Alfredo Arahuetes García
 Francesco Buresti
 Vittorio Vagliasindi
 Isabel Marshall Lagarrigue
 Enrique Cibié Bluth
 Felipe Lamarca Claro
 Susana Carey Claro

El Comité de Directores quedó conformado por los señores Felipe Lamarca Claro, como Presidente del Comité, Enrique Cibié Bluth, como experto financiero y doña Susana Carey Claro.

- Con fecha 27 de noviembre de 2014, en cumplimiento de lo previsto en los artículos 9 y 10 de la Ley N°18.045

sobre Mercado de Valores y de lo establecido en la Norma de Carácter General N°30 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa en carácter de hecho esencial, lo siguiente:

El Directorio en su sesión celebrada el 27 de noviembre de 2014, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, el pago de un Dividendo Provisorio de \$3,440,463.6 por acción, con cargo al resultado del ejercicio 2014, a pagarse a contar del 30 de Enero de 2015. Dicho monto corresponde al 15% de las utilidades al 30 de Septiembre de 2014, de conformidad con la política de dividendos vigentes de la compañía.

Pehuenche

Proposición Dividendo Definitivo

Con fecha 3 de marzo de 2014, la Sociedad informó que el Directorio en su sesión celebrada el día 28 de febrero, acordó de conformidad con la actual Política de Dividendos de la Compañía, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía, a celebrarse dentro del primer cuatrimestre del presente año, el pago del saldo del dividendo definitivo, por un monto de \$71,187,041 por acción. Con esta proposición se estaría distribuyendo el 100% de la utilidad líquida del ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2013, con lo cual se da pleno cumplimiento a la Política de Dividendos informada por el Directorio a la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada con fecha 12 de abril de 2013.

Dividendo Definitivo

La Sociedad informó que la Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 11 de abril de 2014, aprobó el reparto del saldo de dividendo definitivo, por un monto de \$71,187,041 por acción, con cargo a la utilidad del ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013. Dicho saldo de dividendo se pagó a partir del día 29 de abril del año en curso a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas el quinto día hábil anterior a la fecha establecida para el pago.

La publicación del aviso se efectuó el 14 de abril de 2014, en el diario El Mercurio, de Santiago.

Primer Dividendo Provisorio

Con fecha 26 de junio, se reunió el Directorio de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y aprobó el reparto de un primer dividendo provisorio, correspondiente al ejercicio 2014, por un monto de \$29,10 por acción. Dicho dividendo, se pagará el día 23 de julio de 2014 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuó el día 11 de julio de 2014, en el diario El Mercurio de Santiago.

Segundo Dividendo Provisorio

El Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el día 25 de septiembre de 2014, aprobó el reparto de un segundo dividendo provisorio correspondiente al ejercicio 2014, por un monto de \$49,31 por acción. Dicho dividendo, se pagará a partir del día 22 de octubre de 2014 a los accionistas inscritos en el Registro de Accionistas a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuó el día 9 de octubre de 2014, en el diario El Mercurio de Santiago.

Reforma Tributaria

Con fecha 29 de Septiembre de 2014, se publicó 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 establece la sustitución del sistema tributario actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado. Junto con lo anterior establece a contar de 2014 un alza progresiva de tasas correspondientes al Impuesto de Primera Categoría, la que llegará hasta un 27%, en el evento que se opte por el sistema parcialmente integrado. En caso que se opte por el sistema de renta atribuida la tasa máxima de dicho impuesto llegará a 25%. La misma ley establece que a las sociedades anónimas se le aplicará por defecto el sistema parcialmente integrado, a menos que una futura Junta de Accionista acuerde optar por el sistema de renta atribuida.

Con fecha 17 de octubre de 2014, la Superintendencia de Valores y Seguros publicó el Oficio Circular N°856, mediante la cual se estableció que no obstante lo dispuesto en las Normas Internacionales de Contabilización, las diferencias en activos y pasivos por concepto de Impuestos Diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de Impuestos de Primera Categoría introducidos por la Ley 20.780, deberán contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio.

En consecuencia, y con motivo de la entrada en vigencia de la Ley N° 20.780, Pehuenche, ha procedido a efectuar una estimación del impacto en sus Estados Financieros derivado de la aplicación de dicha norma, asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas ya que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo.

Para Pehuenche, y atendiendo la publicación del Oficio Circular N°856 antes citado, las diferencias estimadas en activos y pasivos por concepto de Impuestos Diferidos que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de Impuestos de Primera Categoría, resulta un cargo neto en el patrimonio por M\$13.549.026 (MMUS\$22,6 aprox.), que fue incluido en los Estados Financieros al 30 de Septiembre del ejercicio en curso.

Tercer Dividendo Provisorio

El Directorio de la Compañía, en su sesión celebrada el 23 de Diciembre de 2014, aprobó el reparto de un tercer dividendo provisorio, correspondiente al ejercicio 2014, por un monto de \$65,44 por acción. Dicho dividendo, se pagará el día 21 de Enero de 2015 a los accionista inscritos en el Registro de Accionista a la medianoche del quinto día hábil anterior a la fecha señalada.

La publicación del aviso correspondiente se efectuó el día 8 de Enero en el diario El Mercurio de Santiago.



AMPLA ENERGÍA

Razón social

Ampla Energia e Serviços S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

Dirección

Praça Leoni Ramos, N° 01, São Domingos, Niteroi, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono

(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M\$)

297.196.548

Objeto social

Estudiar, planear, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, transformación, distribución y comercio de energía eléctrica, así como prestar servicios correlatos que hayan sido o que puedan ser concedidos; realizar investigaciones en el sector energético; participar de otras sociedades del sector energético como accionista, incluso en el ámbito de programas de privatización en Brasil.

Actividades que desarrolla

Distribución de energía eléctrica.

Directorio

Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)

Antonio Basilio Pires e Albuquerque

(Vicepresidente)

Nelson Ribas Visconti

Luciano Galasso Samaria

Ramón Francisco Castañeda Ponce

José Távora Batista

José Alves de Mello Franco

Otacílo de Souza Junior

Principales ejecutivos

Marcelo Llénenes Rebolledo

Director Presidente

José Alves de Mello Franco

Bruno Golebiovsky

Carlos Ewandro Naegle Moreira

Claudio Manuel Rivera Moya

Déborah Meirelles Rosa Brasil

Teobaldo Jose Cavalcante Leal

Janaina Savino Vilella Carro

Claudio César Weyne da Cunha

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

AYSÉN ENERGÍA

Razón social

Aysén Energía S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

76.091.595-5

Domicilio

Miraflores 383, oficina 1302, Santiago, Chile.

Objeto social

Cumplir lo ordenado por el Tribunal de Defensa de la Libre Competencia en resuelto primero de la Resolución N° 30 de 26 mayo 2009; dar cumplimiento al compromiso asumido por

HidroAysén S.A. con la comunidad de la XI Región de Aysén, en el marco del desarrollo Proyecto Hidroeléctrico Aysén, para proveer a esa región de una oferta de energía eléctrica de menor costo que la actual, a través del desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de proyectos de generación y de transmisión de energía eléctrica en dicha región. Para el cumplimiento de lo anterior, la sociedad podrá desarrollar, entre otras, las siguientes actividades: a) la producción de energía eléctrica mediante cualquier medio de generación, su suministro y comercialización, b) el transporte de energía eléctrica, c) la prestación de servicios relacionados con su Objeto Social, d) solicitar, obtener o adquirir y gozar las concesiones, derechos y permisos que se requieran.

Actividades que desarrolla

Generación y transmisión energía eléctrica (proyecto).

Capital suscrito y pagado (M\$)

4.900

Directores Titulares

Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)

Paulo Domingues Dos Santos

Ramiro Alfonsín Balza (Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración Endesa Chile)

Bernardo Larraín Matte

Luis Felipe Gazitúa Achondo

Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes

Ignacio Quiñones Sotomayor (Fiscal Endesa Chile)

Sebastián Fernández Cox

Fernando Prieto Plaza

Eduardo Lauer Rodríguez

Sebastián Moraga Zuñiga

Ignacio Cruz Zabala

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman

Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón social

Aysén Transmisión S.A.

Tipo de Sociedad

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

Rut

76.041.891-9

Domicilio

Miraflores 383, oficina 1302, Santiago, Chile.

Objeto social

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

Actividades que desarrolla

Transmisión eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)

22.368

Directores Titulares

Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)

Paulo Domingues Dos Santos

Ramiro Alfonsín Balza (Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración Endesa Chile)

Bernardo Larraín Matte

Luis Felipe Gazitúa Achondo

Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes

Ignacio Quiñones Sotomayor (Fiscal Endesa Chile)

Sebastián Fernández Cox

Fernando Prieto Plaza

Eduardo Lauer Rodríguez

Cristián Morales Jaureguiberry

Sebastián Moraga Zuñiga

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman

Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene Relaciones Comerciales con Endesa Chile.

CELTA

Razón social

Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

96.770.940-9

Domicilio

Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto social

Explotar la producción, transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, tanto nacional como internacional, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar las concesiones y mercedes respectivas. Además tendrá por objeto la compra y venta de gas natural, gas licuado natural y petróleo diesel; promover y desarrollar proyectos de energía renovable, identificar y desarrollar Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL) y actuar como depositaria y comercializadora de los Certificados de Reducción de Emisiones que se obtengan de dichos proyectos. Además la sociedad realizará o participará en toda clase de inversiones, en especial, relacionadas con el negocio eléctrico, especialmente, podrá efectuar, mantener y administrar las inversiones en proyectos energéticos vinculados a las sociedades Gasoducto Atacama Compañía Limitada, Gasoducto Cuenanoroeste Limitada y Nor Oeste Pacífico Generación de Energía Limitada; así como en Administradora Proyecto Atacama S.A. o en sus sucesoras legales. Igualmente el objeto de la sociedad abarcará el arriendo, la adquisición, venta, administración y explotación por cuenta propia o ajena, de toda clase de bienes muebles, inmuebles, valores mobiliarios, y demás efectos de comercio, efectuar estudios y asesorías, prestar toda clase de servicios, incluyendo servicios de ingeniería, de inspección de obras, de inspección y

recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de peritaje, de gestión de empresas en sus diversos campos, de asesoría ambiental, incluyendo la realización de estudios de impacto ambiental, en general de servicios de consultoría en toda sus especialidades. Asimismo, tendrá por objeto la captación, extracción, tratamiento, desanilización, transporte, distribución, comercialización, entrega y suministro de agua de mar en todas sus formas, ya sea en estado natural, potable, desanilizada o con cualquier otro tratamiento, sea por cuenta propia o ajena.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)
331.770.543

Directorio
Alejandro García Chacón
Alan Fischer Hill
Humberto Espejo Paluz (Gerente de Trading y Comercialización Endesa Chile)

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile
Celta tiene suscrito con Endesa Chile un contrato de operación, mantenimiento, administración y comercialización.

CENTRAIS ELÉTRICAS CACHOEIRA DOURADA S.A

Razón social
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Rodovia GO 206, Km 0, Cachoeira Dourada
Goiania, Goiás, Brasil

Teléfono
(55 62) 3434 9000

Capital suscrito y pagado (M\$)
14.728.959

Objeto social
La sociedad tiene como objeto social la realización de estudios, planeamiento, construcción, instalación, operación y explotación de centrales generadoras de energía eléctrica y el comercio relacionado con estas actividades. Asimismo, la sociedad puede promover o participar de otras sociedades constituidas para producir energía eléctrica, dentro o fuera del Estado de Goiás.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Llévenes Rebolledo
Ana Cláudia Goncalves Rebello
Luis Larumbe Aragón

Principales ejecutivos
Vacante (Gerente General)
Manuel Herrera Vargas
José Ignacio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegel Moreira
José Alves de Mello Franco

Ana Cláudia Goncalves Rebello
Teobaldo José Cavalcante Leal
Janaina Savino Vilella Carro
Claudio César Weyne da Cunha
Guilherme Gomes Lencastre

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

CENTRAL VUELTA OBLIGADO

Razón social
Central Vuelta Obligado S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada
Dirección
Av. Thomas Edison 2701, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 5533-0200

Capital suscrito y pagado (M\$arg)
500

Objeto social
Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque, y particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica denominada Vuelta de Obligado en cumplimiento del "Acuerdo para la Gestión y Operación de Proyectos, Aumento de la Disponibilidad de Generación Térmica y Adaptación de la Remuneración de la Generación 2008-2011" suscrito el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.

Actividades que desarrolla
Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado.

Directores Titulares
José María Vázquez (Presidente)
Eduardo Nitardi (Vicepresidente)
Roberto José Fagan
Fernando Claudio Antognazza

Directores Suplentes
Leonardo Marinaro
Juan Carlos Blanco
Daniel Garrido
Adrian Salvatore

Principales ejecutivos
Eduardo Nitardi
Gerente General
Carlos Lujambio
Gerente Comercial
Alberto Garmendia
Gerente Técnico
Lilian Naccarelli
Gerente Adm. y Finanzas
Alejandro Louzau
Asesor Legal

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

CENTRAL GERADORA TERMELÉCTRICA FORTALEZA

Razón social
Central Geradora Termelétrica Fortaleza S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección
Rodovia 422, Km 1 s/n, Complexo Industrial e Portuário de Pecém Caucaia – Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3464-4100

Capital suscrito y pagado (M\$)
34.781.800

Objeto social
Estudiar, proyectar, construir y explorar los sistemas de producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica que le sean concedidos, permitidos o autorizados por cualquier título de derecho, bien como el ejercicio de otras actividades relacionados a las actividades arriba mencionadas; la adquisición, la obtención y la exploración de cualesquier derecho, concesiones y privilegios relacionados a las actividades arriba referidas, así como la práctica de todos los demás actos y negocios necesarios a la consecución de su objetivo; y la participación en el capital social de otras compañías o sociedades, como accionista, socia o en cuenta de participación, cualesquiera que sean sus objetivos.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Andrés Llévenes Rebolledo (Presidente)
Ana Claudia Gonçalves Rebello
Luis Larumbe Aragón

Principales ejecutivos
Manuel Herrera Vargas
Gerente General
Raimundo Câmara Filho
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Ignacio Pires Medeiros
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Goncalves Rebello
Janaina Savino Vilella Carro
Claudio César Weyne da Cunha
Manuel Rigoberto Herrera Vargas

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

CENTRALES HIDROELECTRICAS DE AÝSEN

Razón social
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

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

Rut
76.652.400-1.

Domicilio

En Santiago, Chile, calle Miraflores 383, oficina 1302.
En Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.
En Cochrane, Chile, calle Teniente Merino 324.

Objeto social

El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la XI Región de Aysén, de capacidad estimada 2.750 MW mediante cinco centrales hidroeléctricas, el cual se denomina "Proyecto Aysén". Para el cumplimiento de su objeto, forman parte de su giro las siguientes actividades: a) la producción y transporte de energía eléctrica; b) el suministro y comercialización de energía eléctrica a sus accionistas; y c) la administración, operación y mantenimiento de obras hidráulicas, sistemas eléctricos y centrales generadoras de energía hidroeléctrica.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica (proyecto).

Capital suscrito y pagado (M\$)

175.445.662

Directores Titulares

Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)
Paulo Domingues Dos Santos
Ramiro Alfonsín Balza (Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración Endesa Chile)
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores Suplentes

Ignacio Quiñones Sotomayor (Fiscal Endesa Chile)
Sebastián Fernández Cox
Fernando Prieto Plaza
Eduardo Lauer Rodríguez
Ignacio Cruz Zavala
Sebastián Moraga Zuñiga

Principales ejecutivos

Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

HidroAysén S.A. venderá energía y potencia por ella generada a Endesa Chile mediante contratos PPA a 30 años plazo. Asimismo, la sociedad tiene contratos de prestación de servicios con Ingendesa (hoy Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.).

CHINANGO

Razón social

Chinango S.A.C.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, San Isidro, Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

54.074.627

Objeto social

Generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica, pudiendo realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que la ley peruana permita a tales efectos.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.
Gerente General
Edegel S.A.A. representado por Julián Cabello Yong

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

CHOCÓN

Razón social

Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina
Capital suscrito y pagado (M\$)
21.424.191

Objeto social

Producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica

Directores Titulares

Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
José María Hidalgo Martín Mateos (Vicepresidente)
Eduardo Escaffi Johnson
Roberto Fagan
Alex Daniel Horacio Valdez
Juan Carlos Nayar
Sergio Maschio

Directores Suplentes

Jorge Raúl Burlando Bonino
Juan Carlos Blanco
Ramiro Alfonsín (Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración Endesa Chile)
María Inés Justo
Sebastian Eduardo Guasco
Fernando Carlos Boggini
Gustavo Alejandro Nagel
José Luis Zuñiga

Principales ejecutivos

Nestor Srebernic
Gerente General / Gerente de Producción
Fernando Carlos Luis Boggini
Gerente de Finanzas
Cristian Vargas
Gerente Comercial
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Gerente de Recursos Humanos

Relaciones comerciales con Endesa Chile

Se encuentra vigente un contrato a través del cual Endesa Chile asume la responsabilidad por la operación de Hidroeléctrica El Chocón S.A., obligándose a prestar a la sociedad servicios relacionados con las áreas de supervisión y asesoría técnica, operaciones, comercial, administrativa, de gestión, administración de personal, abastecimiento, medio ambiente y auditoría interna.

CIEN

Razón social

CIEN - Compañía de Interconexión Energética

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección

Praça Leoni Ramos, Nº 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono

(55 21) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)

65.253.669

Objeto social

La actuación en producción, industrialización, distribución y comercialización de energía eléctrica, inclusive en las actividades de importación y exportación. Para la realización de su objeto, la compañía promoverá el estudio, planificación y construcción de las instalaciones relativas a los sistemas de producción, transmisión, conversión y distribución de energía eléctrica, realizando y captando las inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que venga a realizar y prestando servicios. Asimismo, podrá la compañía promover la implementación de proyectos asociados, bien como la realización de actividades inherentes, accesorias o complementarias a los servicios y trabajos que viniere a prestar. Para la consecución de sus fines, la compañía podrá participar en otras sociedades.

Actividades que desarrolla

Transporte de energía eléctrica.

Directorio

Marcelo Andrés Llénenes Rebolledo
Ana Claudia Gonçalves Rebello
José Augustín Venegas Maluenda

Principales ejecutivos

Guilherme Gomes Lencastre
Gerente General
Manuel Herrera Vargas
José Ignácio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Gonçalves Rebello
Janaina Sabino Vilella Carro
Claudio César Weyne da Cunha

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

COELCE

Razón social

Companhia Energética do Ceará

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta

Dirección

Rua Padre Valdevino, 150 - Centro, Fortaleza, Ceará, Brasil

Teléfono

(55 85) 3453-4082

Capital suscrito y pagado (M\$)

101.401.328

Objeto social

La producción, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, ejecución de servicios correlacionados que les sean concedidos o autorizados y el desarrollo de actividades asociadas a los servicios, bien como la celebración de actos de comercio relativos a esas actividades. Asimismo, podrá llevar a cabo la realización de estudios, planeamientos, proyectos, construcción y operación de sistemas de producción, transformación, transporte y almacenamiento, distribución y comercio de energía de cualquier origen o naturaleza, en la forma de concesión, autorización y permisos que les fueron otorgados con jurisdicción en el área territorial del Estado de Ceará, y otras áreas definidas por el Poder Concedente. También podrá realizar estudios, proyectos y ejecución de planos y programas de investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables y el estudio, la elaboración y ejecución, en el sector de energía, de planos y programas de desarrollo económico y social en regiones de interés de la comunidad y de la compañía.

Actividad que desarrolla

Distribución y venta de energía eléctrica en el Estado de Ceará, Brasil

Directorio

Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Marcelo Llévenes Rebolledo (Vicepresidente)
Gonzalo Vial Vial
José Alves de Mello Franco
Jorge Parente Frota Júnior
Claudio Manuel Rivera Moya
Francisco Honório Pinheiro Alves
José Távora Batista
Fernando Augusto Macedo de Melo
Luis Fermin Larumbe Aragon
Joao Francisco Landim Tavares

Directores Suplentes

Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Luciano Alberto Galasso Samaria
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Caminha Alencar Aripe Júnior
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Bruno Golebiovski
José Nunes de Almeida Neto
Vlândia Viana Regis
Nelson Ribas Visconti
Robson Figueiredo de Oliveira
Vacante

Principales ejecutivos

Abel Alves Rochinha
Gerente Presidente
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Nunes de Almeida Neto
Carlos Ewandro Naegele Moreira
José Távora Batista
Olga Jovanna Carranza Salazar
José Alves de Mello Franco
Cristine de Magalhães Marcondes
Nelson Ribas Visconti
Claudio César Weyne da Cunha

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

CTM

Razón social

Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima constituida en la ciudad de Buenos Aires, República de Argentina

Dirección

Bartolomé Mitre 797, piso 11, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Capital suscrito y pagado (M\$)

7.175

Objeto social

Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, de acuerdo a la legislación vigente, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica por interconexión internacional.

Directores Titulares

José María Hidalgo Martín-Mateos
Guilherme Gomes Lencastre
Arturo Miguel Pappalardo

Directores Suplentes

José Venegas Maluenda
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos

Arturo Miguel Pappalardo
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

DISTRILEC INVERSORA

Razón social

Distrilec Inversora S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada

Dirección

San José 140, Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M\$)

36.270.892

Objeto social

Objeto exclusivo de inversión de capitales en sociedades constituidas o a constituirse que tengan por actividad principal la distribución de energía eléctrica o que directa o indirectamente participen en sociedades con dicha actividad principal mediante la realización de toda clase de actividades financieras y de inversión, salvo a las previstas en leyes de entidades financieras,

la compra y venta de títulos públicos y privados, bonos, acciones, obligaciones negociables y otorgamiento de préstamos, y la colocación de sus fondos en depósitos bancarios de cualquier tipo.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores Titulares

José María Hidalgo Martín Mateos (Presidente)
María Inés Justo
Juan Carlos Blanco
Rafael Fauquie Bernal
Gonzalo Alejandro Pérez Moore
Juan Carlos Bledel
José María Vásquez
Fernando Bonnet
Edgardo Licen
Vacante

Directores Suplentes

Fernando Antognazza
Rodrigo Quesada
Roberto Fagan
Mariana Marine
Gonzalo Vial Vial
Héctor Sergio Falzone
José María Saldungaray
Osvaldo Alejandro Pollice
Leonardo Marinaro
Justo Pedro Saenz

Principales ejecutivos

Antonio Jerez
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

EDEGEL

Razón social

Edegel S.A.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Abierta
Dirección
Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, San Isidro, Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M\$)

457.894.464

Objeto social

En general, actividades propias de la generación de energía eléctrica. Podrá efectuar asimismo, los actos y operaciones civiles, industriales, comerciales y de cualquier otra índole que sean relacionados o conducentes a su objeto social principal.

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Directores Titulares

Ignacio Blanco Fernández (Presidente)
Joaquín Galindo Vélez
Rafael Fauquie Bernal
Reynaldo Llosa Barber
Claudio Herzka Buchdahl
Raffaele Enrico Grandi
Francisco José Pérez Thoden Van Velzen

Directores Suplentes

Julián Cabello Yong
Raffaele Enrico Grandi

Mariano Paz Soldán Franco
Sebastián Fernández Cox
Cristián Del Sante Baraona

Principales ejecutivos

Francisco Pérez Thoden Van Velzen

Gerente General

Julián Cabello Yong

Gerente de Explotación

Carlos Rosas Cedillo

Gerente de Gestión de Energía y Comercialización

Daniel Abramovich Ackerman

Gerente de Asesoría Legal

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

ELECTROGAS

Razón social

Electrogas S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

96.806.130-5

Domicilio

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

Objeto social

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

Capital suscrito y pagado (M\$)

12.914.476

Directores Titulares

Juan Eduardo Vásquez Moya

Alan Fischer Hill

Eduardo Lauer Rodríguez

Pedro Gatica Kerr

Fernando Promis Baeza

Directores Suplentes

Andrés Opazo Irrazábal

Ricardo Santibañez Zamorano

Luis Le Fort Pizarro

Juan Oliva Vásquez

Rodrigo Bloomfield Sandoval

Carlos Andreani Luco

Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile.

Electrogas mantiene vigente contrato por transporte firme de gas natural de naturaleza firme con Endesa Chile.

Asimismo, Electrogas mantiene vigente un contrato de transporte de diesel con Endesa Chile y un contrato para la operación y mantenimiento de un oleoducto para el suministro de petróleo diesel a la Central Termoeléctrica Quintero. Además, Electrogas mantiene vigente un contrato por transporte firme de gas natural y otro de transporte de diesel con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., como sucesora y continuadora legal de Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

EMGESA

Razón social

Emgesa S.A. E.S.P.

NIT:860.063.875-8

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima, de carácter privado, Empresa de Servicios Públicos.

Dirección

Carrera 11 N°82-76, piso 4, Santa Fe de Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (M\$)

167.029.702

Objeto social

La empresa tiene por objeto principal la generación y comercialización de energía eléctrica y la comercialización de gas combustible, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas con su objeto principal.

Actividades que desarrolla

Generación y comercialización de energía eléctrica y de gas combustible.

Directores Titulares

Lucio Rubio Díaz

José A. Vargas Lleras

Ricardo Roa Barragán

Ricardo Bonilla Gonzalez

María Mercedes Maldonado

Luisa Fernanda Lafaurie Rivera

Vacante

Directores Suplentes

Fernando Gutiérrez Medina

Carlos Luna Cabrera

Juan Manuel Pardo

Ernesto Moreno Sánchez

Álvaro Torres Macías

José Alejandro Herrera Lozano

Andrés López Valderrama

Principales ejecutivos

Lucio Rubio Díaz

Gerente General

Carlos Alberto Luna

Gerente Generación

Andrés Caldas Rico

Gerente Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos

Fernando Javier Gutierrez Medina

Gerente Gestión de la Energía y Comercialización

Carlos Alberto Mancilla Flores

Gerente Producción

Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira

Gerente Administración, Finanzas y Control

Robert Camilo Torres Vega

Gerente de Salud y Seguridad Laboral

María Celina Restrepo Santamaría

Gerente de Comunicación

Diana Marcela Jiménez Rodríguez

Gerente de Desarrollo de Negocio

Rafael Carbonell Blanco

Gerente de Recursos Humanos y Organización

Omar Serrano Rueda

Gerente de Regulación y Medio Ambiente

Mauricio Carvajal García

Gerente de Auditoría

Raúl Gonzalo Puentes Barrera

Gerente de Aprovechamientos

Ana Patricia Delgado Meza

Gerente de Sistemas y Telecomunicaciones ICT

Ana Lucia Moreno Moreno

Gerente de Servicios Generales y Patrimonio

Juan Manuel Pardo Gómez

Gerente de Administración y Finanzas y Relaciones con Inversores

Leonardo López Vergara

Gerente de Planificación y Control

Carlos Eduardo Ruiz Díaz

Gerencia Asesoría Fiscal

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

EMGESA PANAMÁ, S.A.

Razón social

Emgesa Panamá, S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima que no cotiza en bolsa ni es emisora de valores.

Domicilio

Ciudad de Panamá, Panamá

Objeto social

Compra, venta, importación y exportación de electricidad. Adicionalmente, la sociedad podrá dedicarse a la industria y al comercio en general, pudiendo celebrar todas las transacciones, operaciones, negocios, actos y actividades permitidas por las leyes panameñas a las sociedades anónimas aunque no estén expresamente mencionadas en este PACTO SOCIAL.

Actividades que desarrolla

Compra, venta, importación y exportación de electricidad.

Capital suscrito y pagado (M\$)

14.575

Directores

Lucio Rubio Díaz

Andrés Caldas Rico

Omar Serrano Rueda

Principales ejecutivos

Fernando Gutiérrez Medina

Andrés Caldas Rico

Elizabeth Laverde Enciso

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

EN - BRASIL COMÉRCIO E SERVIÇOS S.A.

Razón social

En- Brasil Comércio e Serviços S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima Cerrada constituida de acuerdo a las leyes de la República Federativa de Brasil.

Dirección

Praça Leoni Ramos nº 01 – parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono

(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M\$)
228.924

Objeto social
La sociedad tiene como objeto participar del capital social de otras sociedades, en Brasil o en el exterior, el comercio en general, incluso importación y exportación, al por menor y al por mayor, de diversos productos, y la prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.

Actividades que desarrolla
Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
Sociedad sin Concejo de Administración (Directorio)

Principales ejecutivos
Albino Motta da Cruz
Gerente General
Rafael de Bessa Sales

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

ENDESA ARGENTINA

Razón social
Endesa Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Objeto social
Realizar inversiones en empresas destinadas a la producción, transporte y distribución de energía eléctrica y su comercialización, así como realizar actividades financieras, con excepción de aquellas reservadas por la ley exclusivamente a los bancos.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)
50.116.198

Directores Titulares
José María Hidalgo Martín Mateos
María Inés Justo
Roberto José Fagan

Directores Suplentes
Fabrizio Allegra
Rodrigo Quesada
Mariana Cecilia Mariné

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

CEMSA

Razón social
Endesa Cems S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
San José 140, piso 6. CABA
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4124-1600

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.005.398

Objeto social
La compra y venta mayorista de potencia y energía eléctrica producida por terceros y/o a consumir por terceros, incluyendo la importación y exportación de potencia y energía eléctrica y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados, tanto en el país como en el extranjero de servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones. Asimismo podrá efectuar transacciones de compraventa o compra y venta de gas natural, y/o de su transporte, incluyendo la importación y/o exportación de gas natural y/o la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados. Efectuar actividades comerciales y transacciones de compraventa o compra y venta de combustibles líquidos y petróleo crudo, y/o lubricantes y/o de transporte de dichos elementos, incluyendo la importación y/o exportación de combustibles líquidos y la comercialización de regalías, así como la prestación y/o realización de servicios relacionados.

Actividades que desarrolla
Comercializadora de energía eléctrica, gas y derivados.
Servicios informáticos y/o de control de la operación y/o de telecomunicaciones.

Directores Titulares
José María Hidalgo Martín-Mateos
José Venegas Maluenda
Fernando Claudio Antognazza

Directores Suplentes
Arturo Pappalardo
Fabrizio Allegra
Pedro Cruz Viné

Principales ejecutivos
Fernando C. Antognazza
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad mantiene un acuerdo con Endesa Chile para proveer un informe operativo diario de gas de Argentina por un precio mensual de US\$ 1.500.

COSTANERA

Razón social
Endesa Costanera S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)
52.114.437

Objeto social
El objeto de la sociedad es la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Directores Titulares
Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
José María Hidalgo Martín Mateos (Vicepresidente)
Eduardo Escaffi Johnson
Fabrizio Allegra
María Inés Justo
César Fernando Amuchástegui
Matías María Brea
Damián Camacho

Directores Suplentes
Juan Carlos Blanco
Antonio Jerez
Rafael Fauquie
Fernando Carlos Boggini
Jorge Raúl Burlando Bonino
Rodrigo Quesada
Fernando Claudio Antognazza
Juan Donini

Principales ejecutivos
Roberto José Fagan
Gerente General
Fernando Carlos Luis Boggini
Gerente Financiero
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Gerente de Recursos Humanos
Francisco Domingo Monteleone
Gerente de Producción
Rodrigo Quesada
Gerente Jurídico

Relaciones comerciales con Endesa Chile
Endesa Chile tiene un crédito de 7,1 millones de dólares con la sociedad

ENEL BRASIL

Razón social
Enel Brasil S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado
Dirección
Praça Leoni Ramos, N°1, 7º andar, bloco 2 - Parte, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)
216.339.026

Objeto social
La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico o del sector del gas, incluyendo sociedades de prestación de servicios a empresas actuantes en tal sector, en Brasil o el exterior; la prestación de servicios de transmisión, distribución, generación o comercialización de energía eléctrica y actividades afines, así como la importación, exportación y comercialización de gas natural en cualquier estado físico y la participación, individualmente o por medio de joint venture, sociedad, consorcio u otras formas similares de asociación, en licitaciones, proyectos y emprendimientos para ejecución de los servicios y actividades mencionadas anteriormente.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Mario Fernando de Melo Santos (Presidente)
Vacante (Vicepresidente)

Massimo Tambosco
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
Ramiro Diego Alfonsín Balza (Subgerente General
y Gerente de Finanzas y Administración Endesa
Chile)
Vacante

Principales ejecutivos
Marcelo Llévénos Rebolledo
Gerente General
Vacante (Vice Gerente General)
Luis Fermín Larumbe Aragón
Antonio Basilio Pires de Carvalho e Albuquerque
José Alves de Mello Franco
Carlos Ewandro Naegle Moreira
Teobaldo José Cavalcante Leal
Janaina Savino Vilella Carro
Manuel Ricardo Soto Retamal

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con
Endesa Chile

ENEL GREEN POWER MODELO I EÓLICA S.A.

Razón social
Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 5º andar, bloco 2, Niterói,
RJ, Brasil, CEP24.210-205.
Capital suscrito y pagado (R\$)
171.045.000

Objeto social
La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.
Administración
Newton Souza de Moraes
André Bruno Santos Gordon Afonso
Márcio Teixeira Trannin

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con
Endesa Chile

ENEL GREEN POWER MODELO II EÓLICA S.A.

Razón social
Enel Green Power Modelo II Eólica S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 5º andar, bloco 2, Niterói,
RJ, Brasil, CEP: 24.210-205.

Objeto social
La generación de energía eléctrica de origen eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (R\$)
144.825.000

Administración
Newton Souza de Moraes

André Bruno Santos Gordon Afonso
Márcio Teixeira Trannin

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con
Endesa Chile

EÓLICA CANELA

Razón social
Central Eólica Canela S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada

Rut
76.003.204-2

Domicilio
Santa Rosa 76, Santiago, Chile

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

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Capital Suscrito y Pagado (M\$)
12.284.743

Directores Titulares
Paulo Domingues Dos Santos
Sebastián Fernández Cox
Jesús Espadas Misioné
Cristóbal García-Huidobro Ramírez
Bernardo Canales Fuenzalida

Directores Suplentes
Vacante (por renuncia de Marcelo Alvarez Ríos)
Claudio Betti Pruzzo
Juan Cristóbal Pavéz Recart
Carlos Peña Garay
Alejandro García Chacón

Principales ejecutivos
Wilfredo Jara Tirapegui
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile
Con fecha 1 de enero de 2010 se firmó un contrato
de compraventa con Endesa Chile con el objeto
de vender a ésta la totalidad de la producción
de energía y potencia firme de su Parque Eólico
que sea reconocida por el CDC-SIC. Eólica Canela
mantienen una deuda con Endesa Eco, filial de
Endesa Chile, por 176,6 millones de dólares.

EÓLICA FAZENDA NOVA

Razón social
Eólica Fazenda Nova o Geração e Comercialização
de Energia S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Rua Felipe Camarão, nº 507, sala 104, Ciudad de
Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M\$)
420.992

Objeto social
La generación, transmisión, distribución
y comercialización de energía. Asimismo,
participación en otras sociedades como socia,
accionista, o cotista e importación de máquinas
y equipamientos para generación, transmisión,
distribución y comercialización de energía eléctrica
a partir de matriz eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.
Administración
Marcelo Llévénos Rebolledo
Presidente
Guilherme Gomes Lencastre
Vacante

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con
Endesa Chile

GASATACAMA

Razón social
GasAtacama S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Rut
96.830.980-3

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

Objeto social
La sociedad tendrá por objeto: a) la administración
y dirección de las sociedades Gasoducto Atacama
Chile Limitada, Gasoducto Atacama Argentina
Limitada, GasAtacama Generación Limitada
y de las demás sociedades que acuerden los
socios; b) la inversión de sus recursos, por cuenta
propia o ajena, en toda clase de bienes muebles
o inmuebles, corporales o incorpóreas, valores,
acciones y efectos de comercio.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)
291.484.088

Directores Titulares
Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)
José Venegas Maluenda
Sebastián Fernández Cox
Ramiro Alfonsín Balza (Subgerente General y
Gerente de Finanzas y Administración Endesa
Chile)

Directores Suplentes
Fernando Prieto
Fernando Gardeweg Ried
Paulo Domingues Dos Santos
Alejandro García Chacón

Principales ejecutivos

Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASATACAMA CHILE

Razón social

GasAtacama Chile S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

78.932.860-9

Domicilio

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

Objeto social

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

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica y transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)

185.025.186

Directores Titulares

Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)
Ramiro Alfonsín Balza (Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración Endesa Chile)

José Venegas Maluenda
Paulo Domingues Dos Santos

Directores Suplentes

Alan Fischer Hill
Sebastián Fernández Cox
Alejandro García Chacón
Humberto Espejo Paluz (Gerente de Trading y Comercialización Endesa Chile)

Principales ejecutivos

Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

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

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón social

Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

78.952.420-3

Domicilio

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

Objeto social

El transporte de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno o en otros países, incluyendo la construcción, emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Esta sociedad estableció una agencia en Argentina, bajo el nombre "Gasoducto Cuenca Noroeste Limitada Sucursal Argentina", y cuyo propósito es la ejecución de un gasoducto entre la localidad de Cornejo, Provincia de Salta y la frontera Argentino-Chilena en las proximidades del paso de Jama, II Región.

Actividades que desarrolla

Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)

208.173.125

Directores Titulares

José Venegas Maluenda
Fernando Prieto Plaza
Alez Díaz Sanzana

Directores Suplentes

Alejandro García Chacón
Humberto Bermúdez Ramirez
Ricardo Santibáñez Zamorano

Principales ejecutivos

Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GASODUCTO TALTAL

Razón social

Gasoducto Tal Tal S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

77.032.280-4

Domicilio

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

Objeto social

El transporte, comercialización y distribución de gas natural, por medios propios, ajenos o en conjunto con terceras personas, dentro del territorio chileno, especialmente entre las localidades de Mejillones y Paposo en la II Región, incluyendo la construcción emplazamiento y explotación de gasoductos y demás actividades relacionadas directa o indirectamente con dicho objeto.

Actividades que desarrolla

Transporte de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)

23.494.719

Directores Titulares

Alan Fischer Hill
José Venegas Maluenda
Alejandro García Chacón

Directores Suplentes

Alex Díaz Sanzana
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibáñez Zamorano

Principales ejecutivos

Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

GENERANDES PERÚ

Razón social

Generandes Perú S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Avda. Víctor Andrés Belaúnde 147, Edificio Real 4, piso 7, San Isidro, Lima, Perú

Teléfono

(511) 215 6300

Capital suscrito y pagado (M\$)

201.338.557

Objeto social

La sociedad tiene como objeto efectuar actividades relacionadas con la generación de energía eléctrica, directamente y/o a través de sociedades constituidas con ese fin.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores Titulares

Ignacio Blanco Fernández (Presidente)
Joaquín Galindo Vélez
Raffaele Enrico Grandi
José Agustín Venegas Maluenda
Rafael Fauquie Bernal
Francisco José Pérez Thoden Van Velzen
Paolo Giovanni Pescarmona
Daniel Abramovich Ackerman

Directores Suplentes

Guillermo Lozada Pozo
Julian Cabello Yong
Carlos Rosas Cedillo
José María Hidalgo Martín-Mateos
Sebastián Fernández Cox

Principales ejecutivos

Francisco Pérez Thoden Van Velzen
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

GNL CHILE

Razón social

GNL Chile S.A.
Tipo de Sociedad
Sociedad anónima cerrada

Rut

76.418.940-K

Domicilio

Rosario Norte 532, oficina 1303, Las Condes, Santiago.

Teléfono

(562) 2892 8000

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.837.721

Objeto social

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

Actividades que desarrolla

Importación y comercialización de gas natural.

Directores Titulares

Klaus Lührmann Poblete
José Venegas Maluenda
Marc Llambías Vernaus

Directores Suplentes

Víctor Turpaud Fernández
Juan Oliva Vásquez
Mario Basualto Vergara

Principales ejecutivos

Alejandro Palma Riosco
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

La Compañía mantiene relaciones comerciales con Endesa Chile con GNL Chile en virtud del contrato de compraventa de gas proveniente de la regasificación del gas natural licuado. En el mes de julio de 2013, GNL Chile concluyó el proceso de modificaciones a los contratos de compraventa de gas con sus clientes (incluida la Compañía) en el marco de la expansión del terminal GNL Quintero actualmente en curso. Los accionistas de GNL Chile han efectuado préstamos a la sociedad, en particular, la deuda de GNL Chile con Endesa Chile es de MUS\$ 1.988.

GNL NORTE

Razón social

GNL Norte S.A.

Tipo de Sociedad

Sociedad anónima cerrada

Rut

76.676.750-8

Domicilio

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

Capital suscrito y pagado (M\$)

1.927

Objeto social

La sociedad tendrá por objeto la producción, transporte, distribución, almacenamiento y suministro de toda clase de energía y combustibles, pudiendo para tales efectos obtener, adquirir y gozar de las concesiones y mercedes respectivas. Tendrá también como objeto adquirir, diseñar, construir, mantener y explotar todo tipo de obras de civiles y de infraestructura relacionadas con energía y combustibles, en especial, aquellas relacionadas con su recepción marítima, almacenamiento, procesamiento y transporte. Para un mejor y adecuado cumplimiento de su objeto social, la sociedad podrá, constituir, adquirir, integrar como socia, accionista o en cualquier otra forma directamente, o con terceros o sociedades filiales, sociedades, instituciones de cualquier clase o naturaleza tanto en Chile como en el extranjero, y en general, la celebración de cualquier acto o contrato y el desarrollo de cualquier actividad relacionada directa o indirectamente con los objetos anteriores.

Actividades que desarrolla

Producción, transporte y almacenamiento de toda clase de energías y combustibles.

Directorio

Alex Díaz Sanzana
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibañez Zamorano

Principales ejecutivos

Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones Comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

GNL QUINTERO

Razón social

GNL QUINTERO S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

76.788.080-4

Domicilio

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

Objeto social

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

Actividades que desarrolla

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

Capital suscrito y pagado (M\$)

69.264.820

Directores Titulares

Francisco Gazmuri Schleyer
José Venegas Maluenda
Marcelo Tokman Ramos
José Antonio de las Heras
Sultán Al Bartamani

Directores Suplentes

Juan Oliva Vásquez
Fernando Promis Baeza
Víctor Turpaud Fernández
Rafael González Rodríguez
Hilal Al Kharus

Principales ejecutivos

Antonio Bacigalupo Gittins
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

Existe un contrato de suministro eléctrico, suscrito entre GNL Quintero S.A. y Endesa Chile de fecha 20 de agosto de 2008, modificado el 3 de mayo de 2011. Asimismo, se encuentran vigentes entre estas sociedades un contrato de diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento de paño 220 kV para conexión eléctrica suministro de energía a Planta GNL Quintero, y un contrato de prestación de servicios de construcción, operación, mantenimiento, transformación y transmisión a través de transformador 220/110 kV, línea y conexión por cable en 110 Kv, para conexión eléctrica suministro de energía a Planta GNL Quintero, de 31 de julio de 2009. Por último, existe un contrato por uso del sistema de transmisión suscrito entre Endesa Chile y GNL Quintero S.A con fecha 3 de mayo de 2011.

HIDROINVEST

Razón social

Hidroinvest S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono

(5411) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)

3.968.781

Objeto social

Adquirir y mantener una participación mayoritaria en Hidroeléctrica Alicura S.A. y/o en Hidroeléctrica El Chocón S.A. y/o Hidroeléctrica Cerros Colorados S.A. ("las sociedades concesionarias") creadas por decreto del Poder Ejecutivo Nacional 287/93 y administrar dichas inversiones.

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Directores Titulares

Joaquín Galindo Vélez (Presidente)
José María Hidalgo Martín Mateos (Vicepresidente)
Fabrizio Allegra
María Inés Justo
Ramiro Alfonsín (Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración Endesa Chile)
Fernando Claudio Antognazza
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Directores Suplentes

Francisco Monteleone
Jorge Raúl Burlando Bonino
Daniel Garrido
Rodolfo Bettinsoli
Fernando Carlos Luis Boggini
Rodrigo Quesada

Sergio Camps

Oscar Rigueiro

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

INGENDESA DO BRASIL (en liquidación)

Razón social

Ingenpresa do Brasil Ltda.

Tipo de sociedad

Sociedad de responsabilidad limitada.

Domicilio

Praça Leoni Ramos, Nº 1, parte, São Domingos, Niterói - RJ, Brasil.

Objeto social

Comprende la prestación de servicios de ingeniería, estudios, proyectos, consultoría técnica, administración, fiscalización y supervisión de obras, inspección y recepción de materiales y equipos, de laboratorio, de pericia, representación comercial de empresas de ingeniería nacionales y extranjeras, así como los demás servicios que las facultades legales permitan en la práctica de las profesiones de ingeniería, arquitectura, agronomía, geología y meteorología, en todas sus especialidades.

Actividades que desarrolla

Servicios de ingeniería.

Capital Suscrito y Pagado

114.462

Apoderado

Bruno César Vasconcelos

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón social

Inversiones GasAtacama Holding Limitada.

Tipo de sociedad

Sociedad de responsabilidad limitada.

Rut

76.014.570-K

Domicilio

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

Objeto social

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

Actividades que desarrolla

Sociedad de inversiones.

Capital suscrito y pagado (M\$)

333.519.193

Directores Titulares

Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)
Ramiro Alfonsín Balza (Subgerente General y Gerente de Finanzas y Administración Endesa Chile)
José Venegas Maluenda
Sebastián Fernández Cox

Directores Suplentes

Paulo Domingues Dos Santos
Fernando Prieto Plaza
Fernando Gardeweg Ried
Alejandro García Chacón

Principales ejecutivos

Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

PEHUENCHE

Razón social

Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima abierta.

Rut

96.504.980-0

Domicilio

Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto social

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

Actividades que desarrolla

Generación de energía eléctrica.

Capital suscrito y pagado (M\$)

200.319.021

Directorio

Alan Fischer Hill
Alejandro García Chacón
Humberto Espejo Paluz (Gerente de Trading y Comercialización Endesa Chile)
Fernando Gardeweg Ried
(Vacante)

Principales ejecutivos

Lucio Castro Márquez
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

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

PROGAS

Razón social
Progas S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Domicilio
Isidora Goyenechea 3356, 8° piso, Santiago, Chile.

Objeto social
Desarrollar en la I, II y III regiones del país la adquisición, producción, almacenamiento, transporte, distribución, transformación y comercialización de gas natural y de otros derivados del petróleo y de combustibles en general; la prestación de servicios, fabricación, comercialización de equipos y materiales y ejecución de obras relacionadas con los objetos señalados anteriormente o necesarios para su ejecución y desarrollo; toda otra actividad necesaria o conducente al cumplimiento de los objetivos antes señalados.

Actividades que desarrolla
Suministro de gas.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.903

Directorio
Alex Díaz Sanzana
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibañez Zamorano

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La empresa no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile.

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA

Razón social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Carrera 13 A N° 93-.66, piso 2 Bogotá, D.C.
Colombia.

Capital suscrito y pagado (M\$)
1.479

Objeto social
La Sociedad tendrá como objeto principal la siguiente actividad: 1. La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados, su administración y operación, el desarrollo y explotación de puertos multipropósito, conforme a la ley, entre otros.

Directores Titulares
Carlos Alberto Luna Cabrera
Juan Manuel Pardo
Leonardo López Vergara

Directores Suplentes
Fernando Gutiérrez Medina
Alba Lucía Salcedo
Luís Fernando Salamanca

Principales ejecutivos
Fernando Gutiérrez Medina
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

SOUTHERN CONE POWER ARGENTINA

Razón social
Southern Cone Power Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Avda. España 3301, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(54 11) 4307 3040

Capital suscrito y pagado (M\$)
30.854

Objeto social
Compra y venta mayorista de energía eléctrica producida por terceros y a consumir por terceros. Asimismo, la sociedad podrá mantener participaciones societarias en compañías dedicadas a la generación de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones

Directores Titulares
José María Hidalgo Martín Mateos
María Inés Justo
Roberto José Fagan

Directores Suplentes
Fernando Claudio Antognazza

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

TERMOELÉCTRICA JOSÉ DE SAN MARTÍN

Razón social
Termoeléctrica José de San Martín S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Elvia Rawson de Dellepiane 150, piso 9, Buenos Aires, República de Argentina

Teléfono
54 11 4117-1011/1041

Capital suscrito y pagado (M\$)
35.877

Objeto social
La producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo definitivo para la gestión y operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.
Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)

Directores Titulares
José María Vázquez (Presidente)
Claudio O. Majul (Vicepresidente)
Roberto Fagan
Fernando Claudio Antognazza
Patricio Testorelli
Martín Genesio
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Directores Suplentes
Juan Carlos Blanco
Daniel Garrido
Adrián Gustavo Salvatore
Leonardo Pablo Katz
Iván Durontó
Emiliano Chaparro
Luís Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Rodrigo García

Principales ejecutivos
Claudio Omar Majul
Gerente General - Gerente de Administración y Finanzas
Fernando Rabita
Gerente Operativo de Planta
Guillermo Paillet
Gerente Comercial

Relaciones comerciales con Endesa Chile
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO

Razón social
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Domicilio
Suipacha 268, piso 12, Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(+54 11) 3-221-7950

Capital suscrito y pagado (M\$)
35.877

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la producción de energía eléctrica y su comercialización en bloque y, particularmente, la gestión de compra del equipamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de una central térmica en cumplimiento del "Acuerdo Definitivo para la Gestión y Operación de los proyectos para la readaptación del MEM en el marco de la Resolución SE N° 1427/2004", aprobado mediante la Resolución SE N° 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)
Generación de energía eléctrica.

Directores Titulares

Patricio Testorelli
Martín Genesio
Adrián Gustavo Salvatore
José María Vásquez
Fernando Claudio Antognazza
Roberto José Fagan
Gerardo Carlos Paz
José Manuel Tierno
Jorge Ravlich

Directores Suplentes

Rodrigo Leonardo García
Juan Carlos Blanco
Daniel Garrido
Leonardo Marinaro
Leonardo Pablo Katz
Emiliano Chaparro
Luis Agustín León Longobardo
Sergio Raúl Sánchez
Iván Diego Durontó

Principales ejecutivos

Gabriel Omar Ures
Gerente General
Gustavo Maníffero
Gerente Técnico
Óscar Damián Zapiola
Gerente de Administración y Finanzas
Sergio Benjamín Schmois
Gerente Comercial

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

TESA

Razón social

Transportadora de Energía S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad Anónima

Dirección

Bartolomé Mitre 797, piso 11, Buenos Aires,
República de Argentina

Teléfono

(5411) 4394 1161

Capital suscrito y pagado (M\$)

7.175

Objeto social

Prestar servicios de transporte de energía eléctrica en alta tensión, tanto en el caso de vinculación de sistemas eléctricos nacionales como internacionales, a cuyo fin podrá participar en licitaciones nacionales o internacionales, convertirse en concesionaria de los servicios públicos de transporte de energía eléctrica en alta tensión nacional o internacional, y realizar todas aquellas actividades que resulten necesarias para el cumplimiento de sus fines.

Actividades que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica.

Directores Titulares

José María Hidalgo Martín-Mateos
Guilherme Gomes Lencastre
Arturo Miguel Pappalardo

Directores Suplentes

José Venegas Maluenda
Juan Carlos Blanco
Roberto José Fagan

Principales ejecutivos

Arturo Pappalardo
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

La sociedad no tiene relaciones comerciales con Endesa Chile

TRANSQUILLOTA

Razón social

Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de sociedad

Sociedad de Responsabilidad Limitada.

Rut

77.017.930-0

Domicilio

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

Objeto social

Transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividad que desarrolla

Transmisión de energía eléctrica

Capital Suscrito y Pagado

\$4.404.446

Apoderados Titulares

Juan Eduardo Vásquez Moya
Vacante (por renuncia de Gabriel Carvajal Menéggollez)
Ricardo Santibañez Zamorano
Apoderados Suplentes
Mauricio Cabello
Italo Cúneo
Ricardo Sáez Sánchez

Relaciones Comerciales con Endesa Chile.

La empresa tiene contratos con Endesa Chile y San Isidro por el uso de los sistemas de transmisión, que les permiten transmitir energía al Sistema Interconectado Central.

TÚNEL EL MELÓN

Razón social

Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.

Tipo de sociedad

Sociedad anónima cerrada.

Rut

96.671.360-7

Domicilio

Santa Rosa 76, Santiago, Chile.

Objeto social

Ejecutar, construir, conservar y explotar la obra pública denominada Túnel El Melón y prestar los servicios complementarios que autorice el Ministerio de Obras Públicas.

Actividades que desarrolla

Concesionaria de obra pública.

Capital suscrito y pagado (M\$)

19.028.480

Directorio

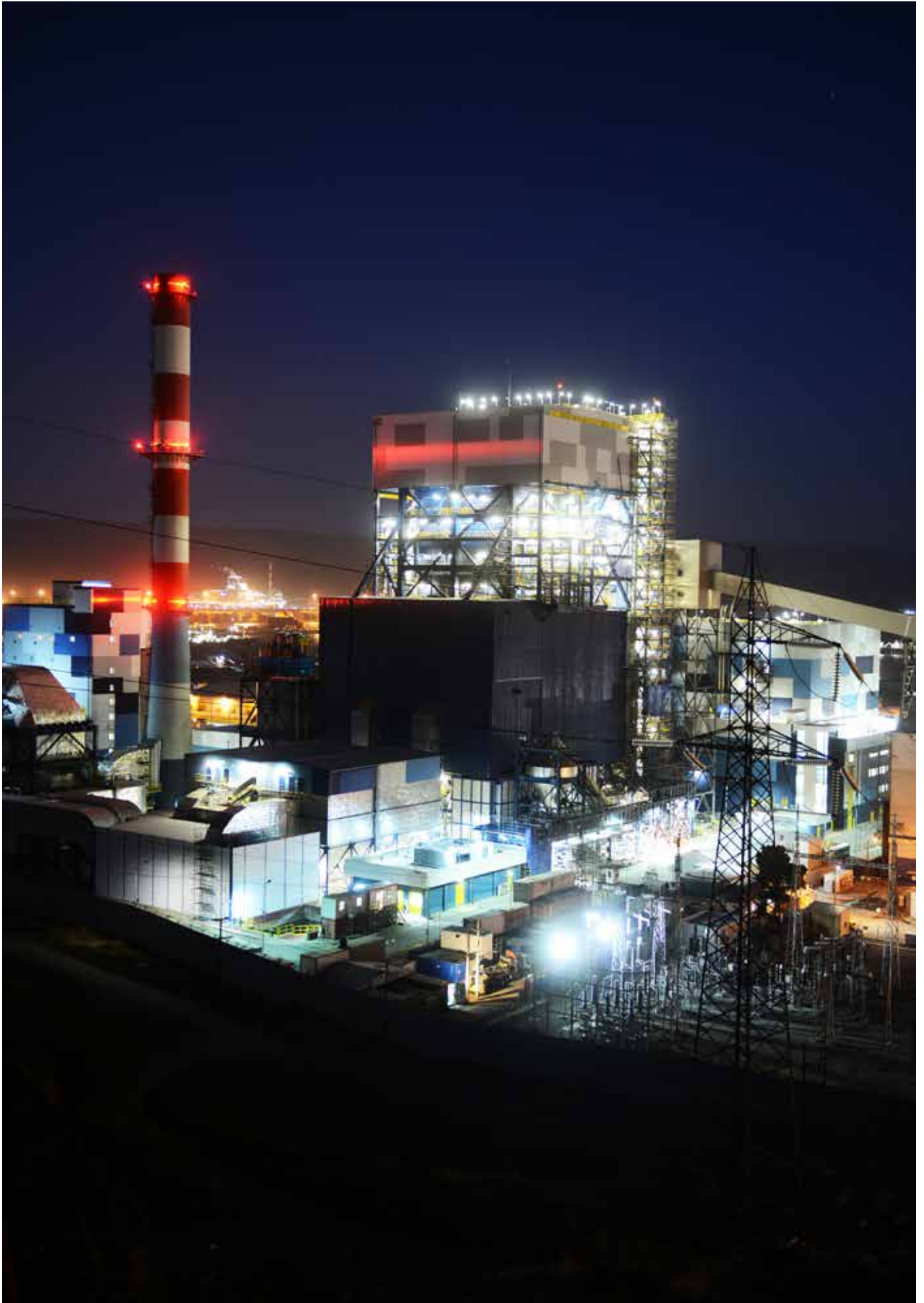
Eduardo Escaffi Johnson
Fernando La Fuente Vila (Gerente de Planificación y Control Endesa Chile)
Sebastián Fernández Cox

Principales ejecutivos

Maximiliano Ruiz Ortíz
Gerente General

Relaciones comerciales con Endesa Chile

Túnel El Melón tiene suscrito con Endesa Chile un contrato por el que ésta le presta servicios en materias, entre otras, tales como: contabilidad, tesorería, administración, informática, mesa de dinero, seguros, personal, capacitación, bienestar, prevención de riesgos y contraloría. un contrato por el que ésta le presta servicios en materias, entre otras, tales como: contabilidad, tesorería, administración, informática, mesa de dinero, seguros, personal, capacitación, bienestar, prevención de riesgos y contraloría.





Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su gerente general, firmantes de esta declaración, se hacen responsables, bajo juramento, de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N°30, de fecha 10 de noviembre de 1989, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS).



PRESIDENTE
Enrico Viale
Pasaporte: YA5599835



VICEPRESIDENTE
Ignacio Mateo Montoya
Pasaporte: 50830706Q



DIRECTORA
Isabel Marshall Lagarrigue
Rut: 5.664.265-K



DIRECTORA
Susana Carey Claro
Rut: 6.283.707-1



DIRECTOR
Felipe Lamarca Claro
Rut: 4.779.125-1



DIRECTOR
Enrique Cibié Bluth
Rut: 6.027.149-6



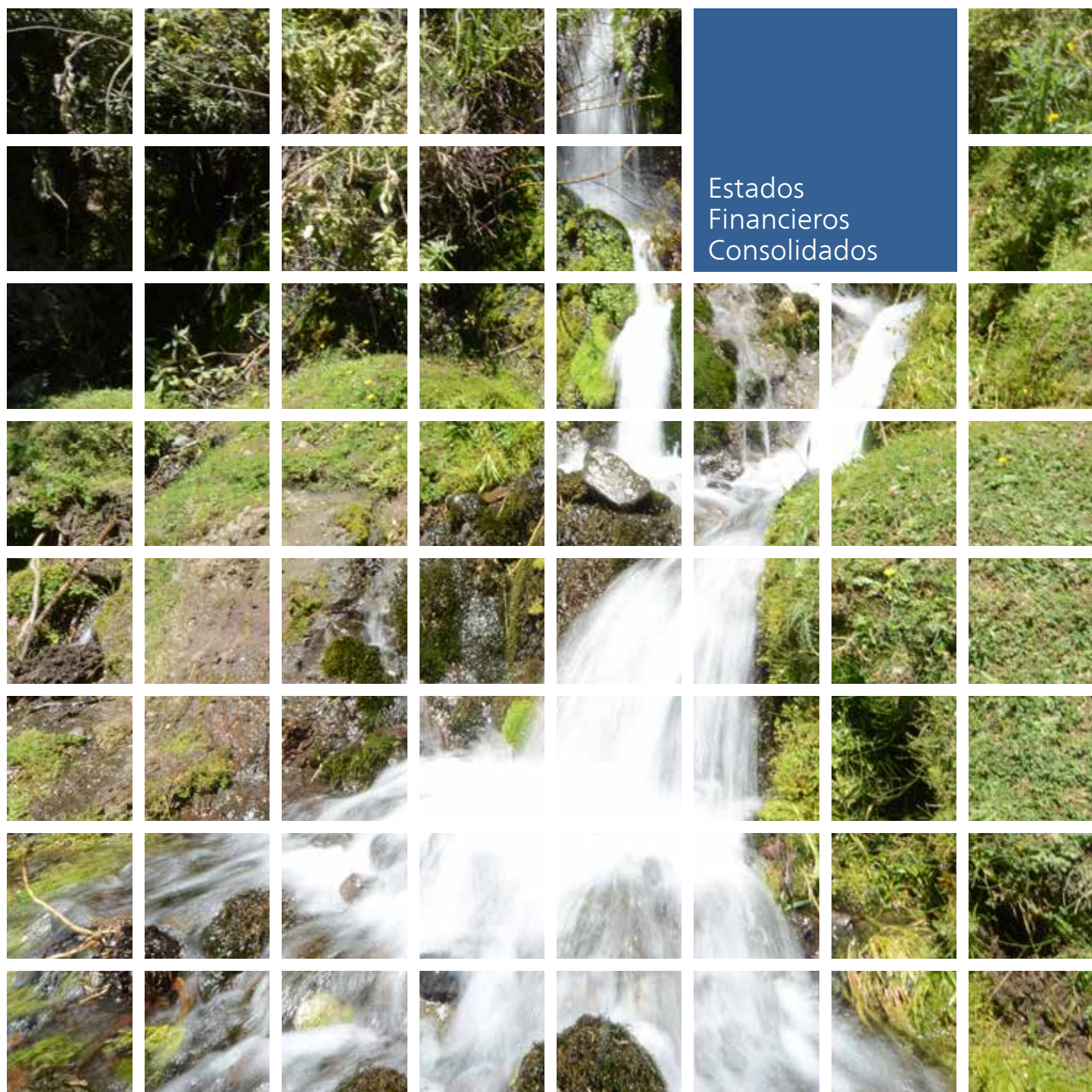
DIRECTOR
Francesco Buresti
Pasaporte: YA610409



DIRECTOR
Alfredo Arahuetes García
Rut: 48.115.220-8



GERENTE GENERAL
Valter Moro
Rut: 24.789.926-K



Informe de los Inspectores de Cuentas

A los señores Accionistas:

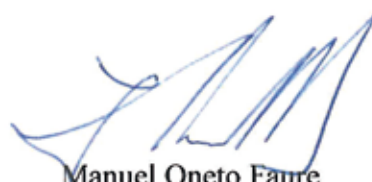
En consideración al mandato que nos otorgó la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 22 de Abril de 2014, hemos examinado el Balance General de Empresa Nacional de Electricidad S.A. al 31 de Diciembre de 2014 y el correspondiente Estado de Resultados por el ejercicio de 12 meses terminados en esa fecha. Nuestra labor incluyó el conocimiento de los procedimientos y la revisión selectiva de cuentas, documentos e informes que los sustentaron.

Es opinión de estos inspectores de cuentas que dicho Balance General y Estado de Resultados, conjuntamente con el Dictamen de los Auditores independientes y las Notas a los Estados Financieros, reflejan razonablemente la situación financiera de este ejercicio, por lo que, no se afectan los resultados del negocio ni los intereses de los señores accionistas.

En consecuencia, no tenemos observaciones que formular.



Rolf Heller Ihle



Manuel Oneto Faure

Santiago, 26 de Enero de 2015

Informe de los Auditores Independientes



Informe de los Auditores Independientes

Señores Accionistas y Directores de
Empresa Nacional de Electricidad S.A.:

Informe sobre los estados financieros consolidados

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales, que comprenden el estado consolidado de situación financiera al 31 de diciembre de 2014 y los correspondientes estados consolidados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por el año terminado a esa fecha y las correspondientes notas a los estados financieros consolidados.

Responsabilidad de la Administración por los estados financieros consolidados

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de estos estados financieros consolidados de acuerdo a instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2 a los estados financieros consolidados. 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 hemos auditado los estados financieros de ciertas filiales, los cuales representan, a nivel consolidado, un 39,86% y un 41,01% de los activos totales e ingresos totales al 31 de diciembre de 2014, respectivamente. Adicionalmente, no hemos examinado los estados financieros de ciertas asociadas y sociedades controladas bajo control conjunto, reflejadas en los estados financieros consolidados bajo el método de la participación, las cuales representan en su conjunto un activo total por M\$575.076.827 y un resultado neto devengado (utilidad) por M\$76.710.975, al 31 de diciembre de 2014. Dichos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyos informes nos han sido proporcionados, y nuestra opinión aquí expresada, en lo que se refiere a los importes incluidos de dichas sociedades filiales, asociadas y bajo control conjunto, se basa únicamente en los informes emitidos por esos auditores. Efectuamos nuestra auditoría de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile. Tales normas requieren que planifiquemos y realicemos nuestro trabajo con el objeto de lograr un razonable grado de seguridad que los estados financieros consolidados están exentos de representaciones incorrectas significativas.

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

Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido y los informes de otros auditores, es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

© 2015 KPMG Auditores Consultores Ltda., sociedad de responsabilidad limitada chilena y una firma miembro de la red de firmas miembro independientes de KPMG afiliadas a KPMG International Cooperative ("KPMG International"), una entidad suiza. Todos los derechos reservados.



Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, basada en nuestra auditoría y en los informes de otros auditores, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales al 31 de diciembre de 2014 y los resultados de sus operaciones y los flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha de acuerdo con instrucciones y normas de preparación y presentación de información financiera emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros descritas en Nota 2.

Base de contabilización

Tal como se describe en Nota 2 a los estados financieros consolidados, en virtud de sus atribuciones la Superintendencia de Valores y Seguros con fecha 17 de octubre de 2014 emitió Oficio Circular N°856 instruyendo a las entidades fiscalizadas, registrar en el ejercicio respectivo contra patrimonio las diferencias en activos y pasivos por concepto de impuestos diferidos que se produzcan como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría introducido por la Ley N°20.780, cambiando el marco de preparación y presentación de información financiera adoptado hasta esa fecha, dado que el marco anterior (NIIF) requiere ser adoptado de manera integral, explícita y sin reservas. Al 31 de diciembre de 2014 y por el año terminado en esa fecha la cuantificación del cambio del marco contable también se describen en Nota 17. Nuestra opinión no se modifica respecto de este asunto.

Otros asuntos

Anteriormente, hemos efectuado una auditoría, de acuerdo con normas de auditoría generalmente aceptadas en Chile, a los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2013 de Empresa Nacional de Electricidad S.A. y filiales adjuntos, y en nuestro informe de fecha 7 de febrero de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros consolidados.



Cristián Maturana R.

Santiago, 29 de enero de 2015

KPMG Ltda.

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado

al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	336.628.803	323.807.379
Otros activos financieros, corrientes	7	24.850.020	24.136.478
Otros activos no financieros, corrientes		41.040.138	37.265.346
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, corrientes	8	433.407.008	308.874.999
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	9	81.090.930	131.909.802
Inventarios	10	65.771.121	46.155.045
Activos por impuestos, corrientes	12	47.290.575	93.282.607
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	7.978.963	-
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES		1.038.057.558	965.431.656
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros, no corrientes	7	7.936.806	4.060.289
Otros activos no financieros, no corrientes		2.374.351	54.998
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, no corrientes	8	141.216.512	131.597.410
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	13	581.221.384	760.681.333
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14	52.451.833	56.048.545
Plusvalía	15	125.609.898	100.096.198
Propiedades, planta y equipo	16	5.230.428.848	4.692.288.945
Activos por impuestos diferidos	17	58.374.709	51.865.462
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES		6.199.614.341	5.796.693.180
TOTAL ACTIVOS		7.237.671.899	6.762.124.836

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, corrientes	18	290.758.963	353.733.521
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar, corrientes	21	692.298.346	447.926.992
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corrientes	9	237.525.246	312.914.164
Otras provisiones, corrientes	22	38.351.988	30.341.160
Pasivos por impuestos, corrientes	12	94.392.334	71.383.366
Otros pasivos no financieros corrientes		33.920.467	22.092.232
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	11	5.490.249	-
TOTAL PASIVOS CORRIENTES		1.392.737.593	1.238.391.435
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros, no corrientes	18	1.825.702.867	1.540.762.609
Otras cuentas por pagar, no corrientes	21	3.711.078	-
Otras provisiones, no corrientes	22	28.853.555	21.006.807
Pasivo por impuestos diferidos	17	390.319.963	305.689.520
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	23	43.461.827	40.868.802
Otros pasivos no financieros, no corrientes		28.998.675	27.591.673
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		2.321.047.965	1.935.919.411
TOTAL PASIVOS		3.713.785.558	3.174.310.846
PATRIMONIO			
Capital emitido	24	1.331.714.085	1.331.714.085
Ganancias acumuladas		2.010.744.273	1.908.211.855
Primas de emisión	24	206.008.557	206.008.557
Otras reservas	24	(848.186.431)	(793.966.650)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		2.700.280.484	2.651.967.847
Participaciones no controladoras		823.605.857	935.846.143
TOTAL PATRIMONIO		3.523.886.341	3.587.813.990
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		7.237.671.899	6.762.124.836

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 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES		2014	2013	2012
Ganancia (pérdida)	Nota	M\$	M\$	M\$
Ingresos de actividades ordinarias	25	2.364.210.976	1.965.903.869	2.255.145.360
Otros ingresos	25	82.323.337	61.528.111	65.239.964
Total de Ingresos Operacionales		2.446.534.313	2.027.431.980	2.320.385.324
Materias primas y consumibles utilizados	26	(1.119.458.199)	(830.873.572)	(1.318.479.928)
Margen de Contribución		1.327.076.114	1.196.558.408	1.001.905.396
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados		29.170.488	18.981.922	12.763.186
Gastos por beneficios a los empleados	27	(134.904.835)	(123.449.758)	(102.456.232)
Gasto por depreciación y amortización	28	(205.141.244)	(189.695.339)	(184.567.997)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del ejercicio	28	(14.519.312)	(6.458.953)	(11.117.362)
Otros gastos, por naturaleza	29	(126.360.628)	(113.097.401)	(104.111.190)
Resultado de Explotación		875.320.583	782.838.879	612.415.801
Otras ganancias (pérdidas)	30	43.401.445	3.357.139	1.422.458
Ingresos financieros	31	95.553.630	18.292.343	14.629.962
Costos financieros	31	(136.828.592)	(142.666.776)	(148.468.667)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	13	7.185.101	119.347.183	135.012.994
Diferencias de cambio	31	(41.433.028)	(13.756.657)	(12.090.438)
Resultado por unidades de reajuste	31	13.926.117	1.001.573	(1.066.291)
Ganancia antes de impuestos		857.125.256	768.413.684	601.855.819
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	32	(238.152.509)	(204.907.447)	(182.832.956)
Ganancia procedente de operaciones continuadas		618.972.747	563.506.237	419.022.863
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA		618.972.747	563.506.237	419.022.863
Ganancia atribuible a				
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora		334.556.376	353.926.779	234.335.264
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	24.6	284.416.371	209.579.458	184.687.599
GANANCIA		618.972.747	563.506.237	419.022.863
Ganancia por acción básica				
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	\$ / acción	40,79	43,15	28,57
Ganancia por acción básica	\$ / acción	40,79	43,15	28,57
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias diluida por acción procedente de operaciones continuadas	\$ / acción	40,79	43,15	28,57
Ganancias diluida por acción	\$ / acción	40,79	43,15	28,57
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	8.201.754,58	8.201.754,58	8.201.754,58

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 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Nota	2014 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Ganancia (Pérdida)		618.972.747	563.506.237	419.022.863
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	23	(4.680.070)	(3.618.423)	(4.355.056)
Otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		(4.680.070)	(3.618.423)	(4.355.056)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		(8.365.502)	(18.023.501)	(126.559.182)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		(6.042)	109	581
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(130.534.462)	(70.970.740)	63.458.260
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultado		(7.884.692)	(9.985.207)	(11.553.610)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		11.478.398	10.923.982	158.675
Otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		(135.312.300)	(88.055.357)	(74.495.276)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(139.992.370)	(91.673.780)	(78.850.332)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		1.929.441	990.340	801.138
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del ejercicio		1.929.441	990.340	801.138
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		34.120.329	14.235.483	(19.893.304)
Impuesto a las ganancias relacionado con activos financieros disponibles para la venta		1.306	(22)	(235)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del ejercicio		34.121.635	14.235.461	(19.893.539)
Total Otro resultado integral		(103.941.294)	(76.447.979)	(97.942.733)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		515.031.453	487.058.258	321.080.130
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		276.001.825	279.020.022	143.125.464
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		239.029.628	208.038.236	177.954.666
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		515.031.453	487.058.258	321.080.130

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estado de Cambios en el Patrimonio Neto

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2014	1.331.714.085	206.008.557	(45.609.591)	(15.595.990)	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	34.199.721	(101.963.289)	(2.342.125)
Resultado integral	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	2.342.125
Total de cambios en patrimonio	-	-	34.199.721	(101.963.289)	-
Saldo Final al 31/12/2014	1.331.714.085	206.008.557	(11.409.870)	(117.559.279)	-

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2013	1.331.714.085	206.008.557	(25.411.914)	47.991.711	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	(20.197.677)	(63.587.701)	(2.045.448)
Resultado integral	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	2.045.448
Total de cambios en patrimonio	-	-	(20.197.677)	(63.587.701)	-
Saldo Final al 31/12/2013	1.331.714.085	206.008.557	(45.609.591)	(15.595.990)	-

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en		
			Reservas por diferencias de cambio por conversión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2012	1.331.714.085	206.008.557	93.661.622	17.610.043	-
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida)	-	-	-	-	-
Otro resultado integral	-	-	(119.073.536)	30.381.668	(2.071.797)
Resultado integral	-	-	-	-	-
Dividendos	-	-	-	-	-
Incremento (disminución) por transferencias y otros cambios	-	-	-	-	2.071.797
Total de cambios en patrimonio	-	-	(119.073.536)	30.381.668	-
Saldo Final al 31/12/2012	1.331.714.085	206.008.557	(25.411.914)	47.991.711	-

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
3.716	(732.764.785)	(793.966.650)	1.908.211.855	2.651.967.847	935.846.143	3.587.813.990	
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	334.556.376	334.556.376	284.416.371	618.972.747	
(4.736)	11.555.878	(58.554.551)	-	(58.554.551)	(45.386.743)	(103.941.294)	
-	-	-	-	276.001.825	239.029.628	515.031.453	
-	-	-	(171.152.254)	(171.152.254)	(349.898.166)	(521.050.420)	
-	1.992.645	4.334.770	(60.871.704)	(56.536.934)	(1.371.748)	(57.908.682)	
(4.736)	13.548.523	(54.219.781)	102.532.418	48.312.637	(112.240.286)	(63.927.649)	
(1.020)	(719.216.262)	(848.186.431)	2.010.744.273	2.700.280.484	823.605.857	3.523.886.341	

Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
3.629	(728.439.301)	(705.855.875)	1.709.375.632	2.541.242.399	893.250.930	3.434.493.329	
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	353.926.779	353.926.779	209.579.458	563.506.237	
87	10.923.982	(74.906.757)	-	(74.906.757)	(1.541.222)	(76.447.979)	
-	-	-	-	279.020.022	208.038.236	487.058.258	
-	-	-	(153.045.108)	(153.045.108)	-	(153.045.108)	
-	(15.249.466)	(13.204.018)	(2.045.448)	(15.249.466)	(165.443.023)	(180.692.489)	
87	(4.325.484)	(88.110.775)	198.836.223	110.725.448	42.595.213	153.320.661	
3.716	(732.764.785)	(793.966.650)	1.908.211.855	2.651.967.847	935.846.143	3.587.813.990	

Otras Reservas							
Reservas de ganancias o pérdidas en la remediación de activos financieros disponibles para la venta	Otras reservas varias	Otras reservas	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	Participaciones no controladoras	Total Patrimonio	
3.283	(727.247.133)	(615.972.185)	1.636.787.540	2.558.537.997	882.460.010	3.440.998.007	
-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	234.335.264	234.335.264	184.687.599	419.022.863	
346	(446.481)	(91.209.800)	-	(91.209.800)	(6.732.933)	(97.942.733)	
-	-	-	-	143.125.464	177.954.666	321.080.130	
-	-	-	(159.675.375)	(159.675.375)	-	(159.675.375)	
-	(745.687)	1.326.110	(2.071.797)	(745.687)	(167.163.746)	(167.909.433)	
346	(1.192.168)	(89.883.690)	72.588.092	(17.295.598)	10.790.920	(6.504.678)	
3.629	(728.439.301)	(705.855.875)	1.709.375.632	2.541.242.399	893.250.930	3.434.493.329	

Estados de Flujos de Efectivo Consolidado Directo

Por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012

(En miles de pesos)

Estado de Flujo de Efectivo Directo	Nota	2014 M\$	2013 M\$	2012 M\$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación				
Clases de cobros por actividades de operación				
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios		2.811.897.399	2.301.874.412	2.499.606.379
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		3.680.012	6.152.266	2.838.495
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas		20.348.278	74.183.266	7.552.852
Otros cobros por actividades de operación		10.278.543	27.734.928	49.866.781
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(1.602.355.475)	(1.265.530.791)	(1.523.776.643)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(115.501.402)	(117.293.888)	(101.337.905)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(11.604.575)	(5.574.523)	(6.428.460)
Otros pagos por actividades de operación		(41.309.466)	(33.439.518)	(39.729.787)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en) operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(141.369.833)	(166.026.029)	(213.016.120)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(117.263.976)	(114.311.073)	(137.591.721)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		816.799.505	707.769.050	537.983.871
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	6.c	(37.654.762)	(5.084.700)	(7.140.000)
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		90.115.470	24.340.564	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(126.137.803)	-	(25.017.177)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(3.315.000)	-	-
Préstamos a entidades relacionadas		(98.813)	(29.112.042)	(2.000)
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		1.223.429	5.462.527	755.445
Compras de propiedades, planta y equipo		(421.313.962)	(292.016.898)	(257.474.634)
Compras de activos intangibles		-	-	(8.535)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(19.237.796)	(753.082)	(2.691.688)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		11.498.294	14.308.008	2.013.452
Cobros a entidades relacionadas		-	29.162.747	2.600.730
Dividendos recibidos		139.059.018	51.167.601	10.898.590
Intereses recibidos		11.725.222	17.176.674	7.053.828
Otras entradas (salidas) de efectivo		26.689.567	(397.620)	10.693.352
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(327.447.136)	(185.746.221)	(258.318.637)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		-	11.468.280	-
Total importes procedentes de préstamos		421.411.263	173.402.389	233.456.449
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		413.726.267	164.871.359	229.377.002
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		7.684.996	8.531.030	4.079.447
Préstamos de entidades relacionadas		448.358.997	692.658.296	210.996.548
Pagos de préstamos		(203.817.014)	(253.224.175)	(253.055.606)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(5.730.333)	(5.071.087)	(7.522.468)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(582.861.850)	(608.822.618)	(100.716.674)
Dividendos pagados		(368.635.733)	(293.937.897)	(380.332.864)
Intereses pagados		(144.524.347)	(136.456.892)	(124.326.459)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(16.459.962)	(9.603.719)	(12.497.098)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(452.258.979)	(429.587.423)	(433.998.172)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		37.093.390	92.435.406	(154.332.938)
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		(24.242.264)	(4.305.760)	242.400
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		12.851.126	88.129.646	(154.090.538)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	6	323.807.379	235.677.733	389.768.271
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	6	336.658.505	323.807.379	235.677.733

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros consolidados

Estados Financieros Consolidados

correspondientes al ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

(En miles de pesos)

Nota 1

Actividad y Estados Financieros del Grupo

Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante, la “Sociedad Matriz” o la “Sociedad”) y sus sociedades filiales, integran el Grupo Endesa Chile (en adelante, “Endesa Chile” o el “Grupo”).

Endesa Chile es una Sociedad Anónima Abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 114. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España, y sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1994, y en Latibex desde 2001.

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

La Sociedad fue constituida por escritura pública de fecha 1 de diciembre de 1943. Por Decreto Supremo de Hacienda N° 97, del 3 de enero de 1944, se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo el Rol Único Tributario N° 91.081.000-6.

La dotación del Grupo alcanzó los 2.681 trabajadores al 31 de diciembre de 2014. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio de 2014 fue de 2.605 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 35.

Endesa Chile tiene como objeto social la generación, transporte, producción y distribución de energía eléctrica. La Sociedad tiene también como objeto realizar inversiones en activos financieros, desarrollar proyectos y efectuar actividades en el campo energético y en otros en que la energía eléctrica sea esencial, y participar en concesiones de infraestructura de obras públicas en las áreas civiles o hidráulicas, pudiendo actuar para ello directamente o a través de sociedades filiales o asociadas, en el país o en el extranjero.

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile correspondientes al ejercicio 2013 fueron aprobados por su Directorio en sesión celebrada el día 7 de febrero de 2014 y, posteriormente, presentados a consideración de la Junta General de Accionistas celebrada con fecha 22 de abril de 2014, órgano que aprobó en forma definitiva los mismos.

Estos estados financieros consolidados se presentan en miles de pesos chilenos (salvo mención expresa) por ser esta la moneda funcional de la Sociedad. Las operaciones en el extranjero se incluyen de conformidad con las políticas contables establecidas en las Notas 2.6 y 3.m.

Nota 2

Bases de Presentación de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios Contables

Los estados financieros consolidados de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2014, aprobados por su Directorio en sesión celebrada con fecha 29 de enero de 2015, han sido preparados de acuerdo a instrucciones y normas emitidas por la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile (SVS), las cuales se componen de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), más instrucciones específicas dictadas por la SVS.

De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones específicas de la SVS, priman estas últimas sobre las primeras. Al 31 de diciembre de 2014, la única instrucción de la SVS que contraviene las NIIF se refiere al registro particular de efectos sobre impuestos diferidos en las compañías Chilenas del Grupo Endesa Chile (ver Nota 3.o y 17.c).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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 2014, 2013 y 2012.

Estos estados financieros consolidados presentan de forma voluntaria las cifras correspondientes al año 2012 del estado de resultados integrales consolidado, estado de flujos de efectivo consolidado, estado de cambios en el patrimonio neto consolidado, y sus correspondientes notas.

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

Los presentes estados financieros consolidados han sido preparados a partir de los registros de contabilidad mantenidos por la Sociedad y filiales. Cada entidad prepara sus estados financieros siguiendo los principios y criterios contables en vigor en cada país, por lo que en el proceso de consolidación se han introducido los ajustes y reclasificaciones necesarios para homogeneizar entre sí tales principios y criterios para adecuarlos a las NIIF y las instrucciones de la SVS.

2.2 Nuevos Pronunciamientos Contables

a) Pronunciamientos Contables con Aplicación Efectiva a Contar del 1 de enero de 2014:

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 32: Instrumentos financieros: Presentación	
Aclara los requisitos para la compensación de activos financieros y pasivos financieros, con el fin de eliminar las inconsistencias de la aplicación del actual criterio de compensaciones de NIC 32.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.
Enmiendas a NIIF 10, 12 y NIC 27: Entidades de Inversión	
Bajo los requerimientos de la NIIF 10, las entidades informantes están obligadas a consolidar todas las sociedades sobre las cuales poseen control. La enmienda establece una excepción a estos requisitos, permitiendo que las Entidades de Inversión midan sus inversiones a valor razonable con cambio en resultados de acuerdo a NIIF 9, en lugar de consolidarlas.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.
CINIIF 21: Gravámenes	
Esta interpretación de la NIC 37 "provisiones, activos contingentes y pasivos contingentes", proporciona una guía sobre cuándo una entidad debe reconocer un pasivo por un gravamen impuesto por el gobierno, distinto al impuesto a la renta, en sus estados financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 36: Deterioro del valor de los activos	
La enmienda aclara el alcance de las revelaciones sobre el valor recuperable de los activos deteriorados, limitando los requerimientos de información al monto recuperable que se basa en el valor razonable menos los costos de disposición.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.
Enmienda a NIC 39: Instrumentos Financieros: Reconocimiento y medición	
A través de esta enmienda, se incorpora en la Norma los criterios que se deben cumplir para no suspender la contabilidad de coberturas, en los casos en que el instrumento de cobertura sufre una novación.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2014.

La nueva interpretación y enmiendas adoptadas, que han entrado en vigor a partir del 1 de enero de 2014, no han tenido un efecto significativo en los estados financieros consolidados de Endesa Chile y filiales.

b) Pronunciamientos Contables con Aplicación Efectiva a Contar del 1 de Enero de 2015 y Ejercicios Siguintes:

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	
Corresponde a la versión final de la norma, publicada en julio de 2014, y completa el proyecto del IASB de reemplazar a la NIC 39 "Instrumentos financieros: reconocimiento y medición". Este proyecto fue dividido en tres etapas:	
Fase 1 - Clasificación y medición de los activos y pasivos financieros: introduce un enfoque lógico para la clasificación de los activos financieros, basado en las características del flujo de efectivo y en el modelo de negocio. Este nuevo modelo también resulta en un único modelo de deterioro para todos los instrumentos financieros.	
Fase 2 - Metodología del deterioro de valor: con el objetivo de reconocer las pérdidas crediticias de manera oportuna, la norma exige a las entidades dar cuenta de las pérdidas crediticias esperadas desde el momento en que los instrumentos financieros son reconocidos en los estados financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2018.
Fase 3 - Contabilidad de coberturas: establece un nuevo modelo que está orientado a reflejar una mejor alineación entre la contabilidad y la gestión de los riesgos. Se incluyen además mejoras en las revelaciones requeridas.	
Esta versión final de la NIIF 9 reemplaza a las versiones anteriores de la norma.	
NIIF 14: Cuentas regulatorias diferidas	
El objetivo de este estándar intermedio es reducir las barreras a la adopción de las NIIF por parte de entidades que desarrollan actividades de tarifa regulada. Esta norma permite a quienes adoptan por primera vez las NIIF, y que cumplan los requisitos, continuar con sus anteriores políticas de contabilidad PCGA relacionadas con tarifa regulada, y establece requerimientos específicos de presentación de saldos y de revelaciones de información.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
NIIF 15: Ingresos procedentes de contratos con clientes	
Esta nueva norma es aplicable a todos los contratos con clientes, excepto arrendamientos, instrumentos financieros y contratos de seguros. Su objetivo es mejorar la comparabilidad de la información financiera, proporcionando un nuevo modelo para el reconocimiento de ingresos y requerimientos más detallados para contratos con elementos múltiples. Además exige un mayor desglose de información. Esta norma reemplazará a las NIC 11 y NIC 18, y a las interpretaciones relacionadas con ellas (CINIIF 13, CINIIF 15, CINIIF 18 y SIC 31).	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2017.
Enmienda a NIC 19: Beneficios a los empleados	
Esta modificación al alcance de la NIC tiene por objetivo simplificar la contabilidad de las contribuciones que son independientes de los años de servicio del empleado, por ejemplo, contribuciones de los empleados que se calculan de acuerdo a un porcentaje fijo del sueldo.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014.
Mejoras a las NIIF (Ciclos 2010-2012 y 2011-2013)	
Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 2, NIIF 3, NIIF 8, NIIF 13, NIC 16, NIC 24, NIC 38 y NIC 40.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de julio de 2014.
Enmienda a NIIF 11: Acuerdos Conjuntos	
Esta enmienda requiere que los principios relevantes de la contabilidad de las combinaciones de negocios, contenidos en la NIIF 3 y otros estándares, deben ser aplicados en la contabilidad para la adquisición de un interés en una operación conjunta, cuando la operación constituye un negocio.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
Enmienda a NIC 16 y NIC 38: Métodos aceptables de depreciación y amortización	
La enmienda a NIC 16 prohíbe de manera explícita la depreciación basada en los ingresos ordinarios para propiedades, plantas y equipos. En el caso de la NIC 38, la enmienda introduce la presunción refutable de que para los activos intangible el método de amortización basado en los ingresos ordinarios es inapropiado, estableciendo dos excepciones limitadas.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Mejoras a las NIIF (Ciclo 2012-2014)	
Corresponde a una serie de mejoras, necesarias pero no urgentes, que modifican las siguientes normas: NIIF 5, NIIF 7, NIC 19 y NIC 34.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIIF 10 y NIC 28: Venta y aportación de activos	
La enmienda corrige una inconsistencia existente entre la NIIF 10 y la NIC 28 respecto al tratamiento contable de la venta y aportaciones entre un inversionista y su asociada o negocio conjunto.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 27: Método de la participación en los 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.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIC 1: Iniciativa de Divulgación	
El IASB emitió enmiendas a la NIC 1, como parte de su principal iniciativa para mejorar la presentación y revelación de información en los estados financieros. Estas modificaciones están diseñadas para alentar aún más a las empresas a aplicar el juicio profesional para determinar qué tipo de información revelar en sus estados financieros.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.
Enmienda a NIIF 10, NIIF 12 y NIC 28: Entidades de inversión, aplicación de la excepción de consolidación	
Las modificaciones de alcance restringido introducen aclaraciones a los requisitos para la contabilización de las entidades de inversión. Las modificaciones también proporcionan alivio en circunstancias particulares, lo que reducirá los costos de la aplicación de las Normas.	Períodos anuales iniciados en o después del 1 de enero de 2016.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 y la NIIF15 en la fecha de su aplicación efectiva. La Administración estima que el resto de normas y enmiendas pendientes de aplicación no tendrán un impacto significativo en los estados financieros consolidados de Endesa Chile.

2.3 Responsabilidad de la Información, Juicios y Estimaciones Realizadas

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

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

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

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.d).
- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.l.1 y 23).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.c).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.f.5 y 20).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros, y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos.
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.l).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Notas 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas filiales de Endesa Chile, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados (ver Nota 3.o).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios.

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio y estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Entidades Filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Endesa Chile, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presente los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

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

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

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

2.4.1 Variaciones del Perímetro de Consolidación

Durante el ejercicio 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% adicional de participación en dicha sociedad, el 22 de abril de 2014 (ver nota 5).

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

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

En el anexo N° 2 de los presentes estados financieros consolidados, denominado “Variaciones en el perímetro de consolidación” del Grupo Endesa Chile se detallan aquellas sociedades que ingresaron al perímetro, junto a un detalle de las participaciones relacionadas.

2.4.2 Sociedades Consolidadas con Participación Inferior al 50%

Aunque el Grupo posee un 26,87% de participación en la sociedad Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante “Emgesa”), esta compañía tiene la consideración de “sociedad filial” ya que Endesa Chile, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre la misma. El Grupo mantiene un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Emgesa.

2.4.3 Sociedades No Consolidadas con Participación Superior al 50%

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

2.5 Sociedades Asociadas y Acuerdos Conjuntos

Son sociedades asociadas aquellas en las que Endesa Chile S.A., directa o indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre dichas políticas. Con carácter general, la influencia significativa se presume en aquellos casos en que el Grupo posee una participación superior al 20% (ver Nota 3.h).

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

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

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

2.6 Principios de Consolidación y Combinaciones de Negocio

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

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

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

1. En la fecha de toma de control, los activos adquiridos y los pasivos asumidos de la sociedad filial son registrados a valor razonable, excepto para ciertos activos y pasivos que se registran siguiendo los principios de valoración establecidos en otras NIIF. En el caso de que exista una diferencia positiva, entre el valor razonable de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora y el valor razonable de los activos y pasivos de la filial, incluyendo pasivos contingentes, correspondientes a la participación de la matriz, esta diferencia es registrada como plusvalía. En el caso de que la

diferencia sea negativa la ganancia resultante, se registra con abono a resultados, después de reevaluar si se han identificado correctamente todos los activos adquiridos y pasivos asumidos y revisar los procedimientos utilizados para medir estos montos.

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

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

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

2. El valor de la participación de los accionistas no controladores en el patrimonio y en los resultados integrales de las sociedades filiales se presenta, respectivamente, en los rubros "Patrimonio Total: Participaciones no controladoras" del estado de situación financiera consolidado y "Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras" y "Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras" en el estado de resultados integrales consolidado.
3. La conversión de los estados financieros de las sociedades extranjeras con moneda funcional distinta del peso chileno se realiza del siguiente modo:
 - a. Los activos y pasivos, utilizando el tipo de cambio vigente en la fecha de cierre de los estados financieros.
 - b. Las partidas del estado de resultados integral utilizando el tipo de cambio medio del período (a menos que este promedio no sea una aproximación razonable del efecto acumulativo de los tipos de cambio existentes en las fechas de las transacciones, en cuyo caso se utiliza el tipo de cambio de la fecha de cada transacción).
 - c. El patrimonio se mantiene a tipo de cambio histórico a la fecha de su adquisición o aportación, y al tipo de cambio medio a la fecha de generación para el caso de los resultados acumulados.
 - d. Las diferencias de cambio que se producen en la conversión de los estados financieros se registran en el rubro "Diferencias de cambio por conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral. (ver Nota 24.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libro en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.

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

Nota 3

Criterios Contables Aplicados

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

a) Propiedades, Planta y Equipo

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

- Los gastos financieros devengados durante el período de construcción que sean directamente atribuibles a la adquisición, construcción o producción de activos cualificados, que son aquellos que requieren de un período de tiempo sustancial antes de estar listos para su uso, como, por ejemplo, instalaciones de generación eléctrica. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varía en un rango comprendido entre un 7,5% y un 10,8% al 31 de diciembre de 2014 (7,22% y 7,5% al 31 de diciembre de 2013). El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 41.829.814, M\$ 24.518.935, M\$ 23.915.042 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente (ver Nota 31).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M\$ 29.170.488, M\$ 18.981.922, M\$ 12.763.186, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que Endesa Chile deberán hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. Endesa Chile revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 22).

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

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

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

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

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

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

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Edificios	22 - 100
Planta y equipos	3 - 85
Equipamiento de tecnología de la información	3 - 15
Instalaciones fijas y accesorios	5 - 21
Vehículos de motor	5 - 10
Otros	2 - 33

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

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
Instalaciones de generación:	
Centrales hidráulicas	
Obra civil	35-65
Equipo electromecánico	10-85
Centrales de carbón / fuel	25-40
Centrales de ciclo combinado	10-35
Renovables	35
Instalaciones de transporte de gas natural	
Gasoductos	35

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

Por lo que respecta a las concesiones administrativas de las que son titulares las compañías eléctricas del Grupo, a continuación se presenta un detalle del período restante hasta su caducidad de aquella concesión que no tiene carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	9 años

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

La administración de Endesa Chile evaluó las casuísticas específicas de la concesión descrita anteriormente y concluyó que no existen factores determinantes que indiquen que el concedente (ente gubernamental), tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son de alcance de esta norma se presentan en Nota 3.c.1).

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

b) Plusvalía

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

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

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

c) Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

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

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, no existen activos intangibles con vida útil indefinida por montos significativos.

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

c.1) Concesiones

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

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

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, se reconoce un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio.

El reconocimiento inicial de estos intangibles se realiza al costo, entendiendo por éste el valor razonable de la contraprestación entregada, más otros costos directos que sean directamente atribuibles a la operación.

Posteriormente, se amortizan dentro del período de duración de la concesión.

c.2) Gastos de Investigación y Desarrollo

Endesa Chile sigue la política de registrar 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 gastos de investigación se reconocen directamente en resultados del ejercicio. El monto de estos gastos al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 ascendió a M\$ 1.894.105, M\$ 1.996.818 y M\$ 2.298.344 respectivamente.

c.3) Otros Activos Intangibles

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

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

d) Deterioro del Valor de los Activos

d.1) Activos No Financieros (Excepto Inventarios y Activos por Impuestos Diferidos)

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 entre el valor razonable menos el costo necesario para su venta y el valor en uso, entendiendo por éste el valor actual de los flujos de caja futuros estimados. Para el cálculo del valor de recuperación de las Propiedades, plantas y equipos, de la plusvalía, y del activo intangible, el valor en uso es el criterio 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 diez años, estimándose los flujos para los años siguientes aplicando tasas de crecimiento razonables, las cuales en ningún caso son crecientes ni superan a las tasas medias de crecimiento a largo plazo para el sector y país del que se trate. Al cierre de 2014 y 2013, las tasas utilizadas para extrapolar las proyecciones fueron las que a continuación se detallan:

País	Moneda	2014	2013
		Tasas de crecimiento (g)	
Chile	Peso chileno	2,2% - 4,0%	2,2% - 4,1%
Argentina	Peso argentino	6,9%	8,6%
Brasil	Real brasileño	5,0% - 5,9%	5,1% - 6,1%
Perú	Nuevo sol peruano	3,4%	3,6%
Colombia	Peso colombiano	4,3%	4,3%

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

Las tasas de descuento antes de impuestos, expresadas en términos nominales, aplicadas en 2014 y 2013 fueron las siguientes:

País	Moneda	2014		2013	
		Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	9,6%	13,0%	8,6%	16,3%
Argentina	Peso argentino	37,2%	38,9%	42,0%	44,4%
Brasil	Real brasileño	9,7%	22,7%	9,0%	18,8%
Perú	Nuevo Sol peruano	12,6%		11,8%	12,3%
Colombia	Peso colombiano	13,3%		14,2%	

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

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

d.2) 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 que tienen origen comercial, se provisionan los saldos sobre los cuales existe evidencia objetiva de que Endesa Chile no será capaz de recuperar todos los montos de acuerdo a los términos originales de los contratos. Con carácter general, las sociedades del Grupo tienen definida una política de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 8).
- Para el caso de los saldos a cobrar con origen financiero, la determinación de la necesidad de deterioro se realiza mediante un análisis específico en cada caso, sin que a la fecha de emisión de estos estados financieros consolidados existan activos financieros vencidos por monto significativo que no tengan origen comercial (ver Nota 7 y 20).

e) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Endesa 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 Endesa Chile actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

f) Instrumentos Financieros

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

f.1) Activos Financieros Excepto Derivados

Endesa Chile clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 13) y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

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

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

- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que Endesa Chile tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio (ver Nota 7).

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

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

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

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

f.2) Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes

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

f.3) Pasivos Financieros Excepto Derivados

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

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

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 18, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tasa de interés de mercado según la moneda de pago.

f.4) Derivados y Operaciones de Cobertura

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

f.5) Valor razonable de los Instrumentos Derivados

El valor razonable de los diferentes instrumentos financieros derivados se calcula mediante los siguientes procedimientos:

- Para los derivados cotizados en un mercado activo, por su cotización al cierre del ejercicio.
- En el caso de los derivados no negociables en mercados organizados, Endesa Chile utiliza para su valoración la metodología de los 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 o deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

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

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

f.7) Compensación de Activos y Pasivos Financieros

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

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

g) Medición del Valor Razonable

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

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

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

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

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

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

Nivel 3: Inputs para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado (inputs no observables).

Al medir el valor razonable el Grupo tiene en cuenta las características del activo o pasivo, en particular:

- Para activos no financieros, una medición del valor razonable tiene en cuenta la capacidad del participante en el mercado para generar beneficios económicos mediante la utilización del activo en su máximo y mejor uso, o mediante la venta de éste a otro participante del mercado que utilizaría el activo en su máximo y mejor uso;

- Para pasivos e instrumentos de patrimonio propio, el valor razonable supone que el pasivo no se liquidará y el instrumento de patrimonio no se cancelará, ni se extinguirán de otra forma en la fecha de medición. El valor razonable del pasivo refleja el efecto del riesgo de incumplimiento, es decir, el riesgo de que una entidad no cumpla una obligación, el cual incluye, pero no se limita, al riesgo de crédito propio de la compañía;
- En el caso de 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 negocios conjuntos y asociadas se registran siguiendo el método de participación.

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

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

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

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

i) Inventarios

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

j) Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas

La Sociedad clasifica como activos no corrientes mantenidos para la venta las propiedades, plantas y equipos, los intangibles, las inversiones en asociadas, los negocios conjuntos y los grupos sujetos a desapropiación (grupo de activos que se van a enajenar junto con sus pasivos directamente asociados), para los cuales en la fecha de cierre del estado de situación financiera se han iniciado gestiones activas para su venta y se estima que es altamente probable.

Estos activos o grupos sujetos a desapropiación se valorizan por el menor del monto en libros o el valor estimado de venta deducidos los costos necesarios para llevarla a cabo, y dejan de amortizarse desde el momento en que son clasificados como activos no corrientes mantenidos para la venta.

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

A su vez, la Sociedad considera actividades interrumpidas las líneas de negocio significativas y separables que se han vendido o se han dispuesto de ellas por otra vía o bien que reúnen las condiciones para ser clasificadas como mantenidas para la venta, incluyendo, en su caso, aquellos otros activos que junto con la línea de negocio forman parte del mismo plan de venta. Asimismo, se consideran actividades interrumpidas aquellas entidades adquiridas exclusivamente con la finalidad de revenderlas.

Los resultados después de impuestos de las actividades interrumpidas se presentan en una única línea del estado de resultados integral denominada “Ganancia (pérdida) de operaciones discontinuadas”.

k) Acciones Propias en Cartera

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

Los beneficios y pérdidas obtenidos por las sociedades en la enajenación de estas acciones propias se registran directamente en el Patrimonio Total: “Ganancias (pérdida) acumuladas”, sin afectar la ganancia o pérdida del ejercicio. Al 31 de diciembre de 2014 no existen acciones propias en cartera, no habiéndose realizado durante los ejercicios 2014 y 2013, transacciones con acciones propias.

l) Provisiones

Las obligaciones existentes a la fecha de los estados financieros, surgidas como consecuencia de sucesos pasados de los que pueden derivarse perjuicios patrimoniales de probable materialización para Endesa Chile, cuyo monto y momento de cancelación son inciertos, se registran en el estado de situación financiera como provisiones por el valor actual del monto más probable que se estima que Endesa Chile tendrá que desembolsar para cancelar la obligación.

Las provisiones se cuantifican teniendo en consideración la mejor información disponible en la fecha de la emisión de los estados financieros, sobre las consecuencias del suceso en el que traen su causa y son reestimadas en cada cierre contable posterior.

l.1) Provisiones por Obligaciones Post Empleo y otras Similares

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

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

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

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro “Provisiones por beneficios a los empleados” del pasivo del estado de situación financiera.

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”.

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

m) Conversión de Saldos en Moneda Extranjera

Las operaciones que realiza cada sociedad en una moneda distinta de su moneda funcional se registran a los tipos de cambio vigentes en el momento de la transacción. Durante el ejercicio, las diferencias que se producen entre el tipo de cambio contabilizado y el que se encuentra vigente a la fecha de cobro o pago se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Asimismo, al cierre de cada ejercicio, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

Endesa Chile ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se imputan, netas de su efecto impositivo, en una cuenta de reservas en el patrimonio, registrándose en resultados en el plazo en que se realizarán los flujos de caja cubiertos. Este plazo se ha estimado en diez años.

n) Clasificación de Saldos en Corrientes y No Corrientes

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

En el caso que existiese obligaciones cuyo vencimiento es inferior a doce meses, pero cuyo refinanciamiento a largo plazo esté asegurado a discreción de la Sociedad, mediante contratos de crédito disponibles de forma incondicional con vencimiento a largo plazo, podrían clasificarse como pasivos a largo plazo no corriente.

o) Impuesto a las Ganancias

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

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

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

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

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

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

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

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

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, con objeto de comprobar que se mantienen vigentes, efectuándose las oportunas correcciones a los mismos de acuerdo con el resultado del citado análisis.

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

p) Reconocimiento de Ingresos y Gastos

Los ingresos y gastos se imputan en función del criterio del devengo.

Los ingresos ordinarios se reconocen cuando se produce la entrada bruta de beneficios económicos originados en el curso de las actividades ordinarias de Endesa Chile durante el ejercicio, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos ordinarios se valoran por el valor razonable de la contrapartida recibida o por recibir, derivada de los mismos.

Sólo se reconocen ingresos ordinarios derivados de la prestación de servicios cuando pueden ser estimados con fiabilidad y en función del grado de realización de la prestación del servicio a la fecha del estado de situación financiera.

Endesa Chile excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

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

Endesa Chile registran 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.

La sociedad opera principalmente en el segmento de la generación de energía eléctrica y un porcentaje menor corresponde a otros ingresos relacionados con la actividad principal.

q) Ganancia (Pérdida) por Acción

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

Durante los ejercicios 2014, 2013 y 2012, el Grupo no realizó operaciones de potencial efecto dilutivo que suponga una ganancia por acción diluida diferente del beneficio básico por acción.

r) Dividendos

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

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

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

s) Estado de Flujos de Efectivo

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

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

Nota 4

Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

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 (precios de nudo), así como para elaborar planes indicativos para la construcción de nuevas unidades de generación; la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), que fiscaliza y vigila el cumplimiento de las leyes, reglamentos y normas técnicas para la generación, transmisión y distribución eléctrica, combustibles líquidos y gas; y el Ministerio de Energía que tiene la responsabilidad de proponer y conducir las políticas públicas en materia energética y agrupa bajo su dependencia a la SEC, a la CNE y a la Comisión Chilena de Energía Nuclear (CChEN), fortaleciendo la coordinación y facilitando una mirada integral del sector. Cuenta, además, con una Agencia de Eficiencia Energética y el Centro de Energías Renovables (CER), el que en noviembre de 2014 fue reemplazado por el Centro Nacional para la Innovación y Fomento de las Energías Sustentables (CIFES). La ley establece, además, un Panel de Expertos que tiene por función primordial resolver las discrepancias que se produzcan entre los distintos agentes del mercado eléctrico: empresas eléctricas, operador del sistema, regulador, etc.

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

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

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

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

Una empresa generadora puede tener los siguientes tipos de clientes:

(i) Empresas Distribuidoras para el suministro a sus Clientes regulados: Corresponden a aquellos consumidores residenciales, comerciales, pequeña y mediana industria, con una potencia conectada igual o inferior a 500 kW, y que están ubicados en el área de concesión de una empresa distribuidora. Clientes con consumos entre 500 kW y 2.000 kW (1) pueden elegir su condición entre libres y regulados. Hasta 2009, el precio de la energía de transferencia entre las compañías generadoras y distribuidoras para el abastecimiento de clientes regulados tenía un valor máximo que se denomina precio de nudo, el que es regulado por el Ministerio de Energía. Los precios de nudo son determinados cada seis meses (abril y octubre), en función de un informe elaborado por la CNE, sobre la base de las proyecciones de los costos marginales esperados del sistema en los siguientes 48 meses, en el caso del SIC, y de 24 meses, en el del SING. A partir de 2010, y a medida que la vigencia de los contratos a precio de nudo se van extinguiendo, este precio de transferencia entre las empresas generadoras y distribuidoras es reemplazado por el resultado de licitaciones que se llevan a cabo en un proceso regulado, con un precio máximo definido por la autoridad cada seis meses.

(1) Al cierre del año 2014, se tramitaba en el Congreso una modificación legal al articulado de licitaciones de la ley eléctrica. Una de las modificaciones contempla subir el límite de 2.000 a 5.000 kW

(ii) Clientes libres: Corresponden a aquella parte de la demanda que tiene una potencia conectada mayor a 2.000 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 entre 500 y 2.000 kW, como se señaló en el punto anterior, 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.

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

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

A partir de 2010, con la promulgación de la Ley 20.018, las empresas distribuidoras deben disponer del suministro permanentemente para el total de su demanda proyectada a tres años, para lo cual se deben realizar licitaciones públicas de largo plazo.

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

El 10 de septiembre ha sido aprobada la Reforma Tributaria en la que destaca la creación del denominado impuesto verde que gravará las emisiones al aire de material particulado (MP), óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO₂) y dióxido de carbono (CO₂). Para las emisiones de CO₂, el impuesto será equivalente a 5 US\$/tonelada.

Argentina

Argentina ha dado señales de intervención en el mercado eléctrico desde que se produjo la crisis en el año 2002. Inicialmente la normativa contemplaba que el precio de venta de generadores a distribuidoras se obtenía de un cálculo centralizado del precio “spot”. Por su parte, el precio de compra de las distribuidoras era el promedio previsto para los próximos 6 meses, denominado Precio Estacional. Las diferencias entre el precio estacional (precio de compra) y el precio spot real (precio de venta) se liquidaban con cargo al Fondo Estacional que gestiona la Compañía Administradora del Mercado Mayorista de Electricidad (CAMMESA).

Sin embargo, después de la crisis de 2002, la autoridad modificó el criterio de fijación del precio interviniendo el sistema marginalista. Primero, mediante el cálculo del precio marginal sin considerar restricciones de gas. En efecto, a pesar de que el despacho de generación todavía se basa en los combustibles reales utilizados, la Resolución SE 240/2003 establece que para el cálculo del precio marginal se deben considerar todas las unidades de generación como si no tuvieran las restricciones vigentes de suministro de gas natural. Además, el valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. Y segundo, mediante el establecimiento de un límite en el precio spot de 120 Ar\$/MWh. No obstante, los costos variables reales de las unidades térmicas que emplean combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través de los Sobrecostos Transitorios de Despacho.

Además de lo anterior, con base en la pesificación y devaluación de la economía, el pago por capacidad se redujo de 10 dólares estadounidenses a 10 pesos por MWhrp. Posteriormente, el pago por capacidad ha aumentado ligeramente a 12 pesos.

Por otra parte, la congelación de los precios que abonan las distribuidoras provocó un desfase frente a los costos reales de la generación, lo que significó que dichos costos se recuperaran a través de diversos tipos de acuerdos particulares en base a la normativa vigente.

En este contexto, el Gobierno anunció en 2012 su intención de modificar el actual marco regulatorio por uno basado en costo medio.

En marzo de 2013, se publicó la Resolución N° 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En Mayo de 2013 las generadoras del Grupo (Endesa Costanera, e Hidroeléctrica El Chocón) adhirieron a los términos de la Resolución SE 95/2013.

La citada Resolución marca el final del concepto marginalista como sistema de remuneración en el mercado de generación de electricidad argentino y define, en su lugar, una remuneración por tipo de tecnología y tamaño de las centrales, fijando para cada caso un reconocimiento de costos fijos (que se determinará en función del cumplimiento de disponibilidad) y costos variables más una remuneración adicional (estos dos conceptos se determinarán en función de la energía generada). Parte de la remuneración adicional se consolidará en un fideicomiso para inversiones futuras.

En principio la gestión comercial y el despacho de combustible se centralizará en CAMMESA; los Contratos del Mercado Término no pueden ser prorrogados ni renovados y los Grandes Usuarios, una vez finalizados sus respectivos contratos, deberán adquirir su demanda de CAMMESA. No obstante, la Secretaría de Energía a través de la Nota SE 1807/13 abrió la posibilidad de que los Generadores puedan manifestar su intención de seguir manejando la gestión de cobranzas de la totalidad de su cartera de contratos, de esta manera se garantiza cierta caja y la permanencia de la relación con el cliente.

Adicionalmente es importante mencionar que en el caso de Endesa Costanera, están vigentes los Contratos de Disponibilidad firmados en 2012, de los Ciclos Combinados (hasta el año 2015) y de las Unidades Turbovapor (hasta el año 2019), que permitirán a la empresa implementar un plan de inversiones en las unidades de generación de la Central Costanera, a efectos de optimizar la confiabilidad y disponibilidad de dicho equipamiento. Los acuerdos también contemplan el pago de las obligaciones del contrato de mantenimiento (Long Term Service Agreement –LTSA-) de los ciclos combinados de la central.

La Secretaría de Energía mediante la Resolución N° 529/2014, actualizó la remuneración de los generadores que estaba vigente desde Febrero 2013 según Resolución 95/2013. Se incrementó en 25% el reconocimiento de los costos fijos de los ciclos combinados y grandes centrales hidráulicas. Los costos variables se ajustaron 41% para plantas térmicas y 25% para hidráulicas y se fijó una remuneración variable nueva por operar con biodiesel. La remuneración adicional aumentó 25% para los térmicos y se creó un nuevo cargo para mantenimientos no recurrentes de 21\$Arg/MWh para los ciclos combinados y 24\$Ar/MWh para el resto de la generación térmica. Esta resolución es retroactiva desde Febrero de 2014.

Brasil

Las legislaciones de Brasil permiten la participación de capitales privados en el sector eléctrico, defienden la libertad de empresa en competencia para la actividad de Generación y definen criterios para evitar que determinados niveles de concentración económica y/o prácticas de mercado conlleven un deterioro de la libre competencia.

Respecto de los planes indicativos de las autoridades, a partir de las necesidades de contratación declaradas por los agentes de Distribución, el Ministerio de Energía participa en la expansión del sistema eléctrico, definiendo, por un lado, las cuotas de capacidad por tecnología y promoviendo, por otro, licitaciones separadas para energías térmicas, hidráulicas o renovables o directamente licitando proyectos específicos. Por otro lado, la coordinación de la operación se realiza de manera centralizada, donde un operador independiente coordina el despacho de carga centralizado basado en costos variables de producción y busca garantizar el abastecimiento de la demanda a mínimo costo para el sistema. El precio al cual se liquidan las transacciones del mercado spot se denomina Precio de Liquidación de las Diferencias —PLD—, el cual tiene en cuenta la curva de aversión al riesgo de los agentes.

Los agentes de Generación están habilitados para vender su energía mediante contratos en el mercado regulado o en el mercado libre y transar sus excedentes/déficits a través del mercado spot. El mercado libre apunta al segmento de grandes usuarios, con límite 3.000 kW o 500 si compran ERNC.

En el ambiente de contratación libre, las condiciones para la compra de energía son negociables entre los proveedores y sus clientes. En cambio, en el ambiente de contratación regulado, donde operan las empresas de distribución, la compra de energía debe llevarse a cabo en virtud de un proceso de licitación coordinado por ANEEL. De esta manera, el precio regulado de compra para la formación de tarifas a usuarios finales se basa en los precios medios de las licitaciones, existiendo procesos independientes de licitación de energía existente y de energía nueva. Estos últimos contemplan contratos de largo plazo en que nuevos proyectos de generación deben cubrir los crecimientos de demanda previstos por las distribuidoras. Las licitaciones de energía vieja consideran plazos de contratación menores y buscan cubrir las necesidades de contratación de las distribuidoras que surgen del vencimiento de contratos previos. Cada proceso de licitación es coordinado centralizadamente, la autoridad define precios máximos y, como resultado, se firman contratos donde todas las distribuidoras participantes en el proceso compran a prorrata a cada uno de los generadores oferentes.

El 25 de noviembre, ANEEL aprobó los nuevos límites del PLD para el año 2015. Se cambiaran los límites máximo (disminución de 823 para 388 R\$/MWh) y mínimo (aumento de 16 para 30 R\$/MWh). La decisión fue resultado de un amplio debate, que comenzó con la Consulta Pública n. 09/2014 y más tarde la Audiencia Pública n. 54/2014.

El principal efecto del nuevo límite es reducir el impacto financiero de las distribuidoras a posibles riesgos futuros de exposición contractual de energía al mercado spot, donde en 2014 el precio spot estuvo al máximo en gran parte del año. Desde el punto de vista de generación el nuevo precio máximo también resulta en mitigación de riesgos de exposición económica y financiera no recuperable, cuando la producción está por debajo de los valores contractuales. Por otro lado se reduce la posibilidad de vender energía libre con mayores precios, los generadores hoy pueden dividir su energía libre entre los meses del año (sazonalización) de modo a poder potenciar sus ingresos poniendo más energía en los meses donde se prevé mayores precios, con la bajada del techo.

Los mecanismos regulatorios aseguran la creación de activos regulatorios, cuya recomposición tarifaria para los déficits en 2014, ocurrirá a partir de los reajustes tarifarios en 2015 (Marzo para Ampla y Abril para Coelce). Dicho mecanismo existe desde 2001, y se llama Cuenta de Compensación de Valores de la Parcela A (CVA).

En Diciembre 2014 las distribuidoras en Brasil, incluidas Ampla y Coelce, firmaran un aditivo al contrato de concesión que permite que estos activos regulatorios (CVA's y otros) sean parte de los activos indemnizables al fin de la concesión, en el caso de no ser posible en el tiempo la compensación través de las tarifas. Así, de acuerdo con las reglas del IFRS, se permiten la contabilización de los dichos activos/pasivos regulatorios.

Colombia

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

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

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

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

Perú

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

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

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

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

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

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

Energías Renovables No Convencionales

- **En Chile**, en abril de 2008 se promulgó la Ley 20.257, que incentiva el uso de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC). El principal aspecto de esta norma es que obliga a los generadores a que -al menos- un 5% de su energía comercializada con clientes provenga de estas fuentes renovables, entre 2010 y 2014, aumentando progresivamente en 0,5% desde el ejercicio 2015 hasta el 2024, donde se alcanzará un 10%. Esta Ley fue modificada en 2013 por la Ley 20.698, denominada 20/25, que establece que hacia el año 2025, un 20% de la matriz eléctrica será cubierto por ERNC, respetando la senda de retiros contemplada en la ley anterior para los contratos vigentes a julio de 2013.
- **En Brasil**, ANEEL realiza subastas por tecnología teniendo en consideración el plan de expansión fijado por EPE, la entidad encargada de la planificación, de manera que se alcance el valor de capacidad de energía renovable no convencional fijado como meta.
- **En Colombia**, en 2001 se expidió la Ley 697 que creó el PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía y demás formas de Energías No Convencionales - ERNC), posteriormente se definieron sendas indicativas para las ERNC del 3.5% en 2015 y del 6.5% en 2020. En 2014 se promulgó la Ley 1715, creado un marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde se establecieron lineamientos sobre declaratoria de utilidad pública, incentivos tributarios, arancelarios y contables. Se espera en el 2015 la reglamentación de esta Ley por parte de las autoridades competentes.
- **En Perú**, existe un porcentaje objetivo del 5% de participación de ERNC en la matriz energética del país. Es un objetivo no vinculante y la autoridad regulatoria, el Osinergmin, realiza subastas diferenciadas por tecnología para cumplirlo.

Límites a la Integración y Concentración

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

En principio, se permite la participación de las empresas en diferentes actividades (generación, distribución, comercialización) en la medida que exista una separación adecuada de las mismas, tanto contable como societaria. No obstante, en el sector de transmisión es donde se suelen imponer las mayores restricciones, principalmente por su naturaleza y por la necesidad de garantizar el acceso adecuado a todos los agentes. En efecto, en Argentina, Chile y Colombia hay restricciones específicas para que las compañías generadoras o distribuidoras puedan ser accionistas mayoritarias de empresas de transmisión.

En cuanto a la concentración en un sector específico, en Argentina no se establece límites específicos a la integración vertical u horizontal. En Chile no se establecen límites cuantitativos específicos a la integración vertical u horizontal, sin perjuicio de la normativa sobre libre competencia. Por otro lado, la Ley General de Servicios Eléctricos establece que las empresas operadoras o propietarias de los Sistemas de Transmisión Troncal no podrán dedicarse directa ni indirectamente, a actividades que comprendan en cualquier forma, el giro de generación o distribución de electricidad. En Perú las integraciones están sujetas a autorización. En Colombia, ninguna empresa podrá tener directa o indirectamente, una participación superior al 25% en la actividad de comercialización de electricidad, por otro lado para la actividad de generación se establecen dos criterios, uno que revisa los límites de participación en función de la concentración del mercado (índice HHI) y el tamaño de los agentes según su Energía Firme, y otro que revisa condiciones de pivotalidad en el mercado según la disponibilidad de los recursos frente a la demanda del sistema. Adicionalmente, en Colombia aquellas empresas creadas con posterioridad a la Ley de Servicios Públicos de 1994, únicamente pueden desarrollar actividades complementarias de generación-comercialización y distribución-comercialización. Finalmente en el caso de Brasil, con los cambios en el sector eléctrico derivados de la Ley Nº 10.848/2004 y del Decreto Nº 5.163/2004, la ANEEL fue gradualmente perfeccionando el reglamento, eliminando los límites a la concentración, por no ser más compatible con el entorno regulatorio vigente. En el caso de consolidaciones o fusiones entre agentes de un mismo segmento, la normativa exige contar con la autorización del regulador.

Mercado de Clientes No Regulados

En todos los países las compañías distribuidoras pueden realizar suministro a sus clientes bajo la modalidad regulada o bajo condiciones libremente pactadas. Los límites para el mercado no regulado en cada país son los siguientes:

País	kW umbral
Argentina	> 30 kW
Brasil	> 3.000 kW o > 500 kW ⁽¹⁾
Chile	> 500 kW ⁽²⁾
Colombia	> 100 kW o 55 MWh-mes
Perú	> 200 kW ⁽³⁾

- (1) El límite > 500 kW se aplica si se compra energía proveniente de fuentes renovables, las cuales son incentivadas por el Gobierno mediante un descuento en los peajes.
- (2) Los clientes entre 500 y 2.000 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.000 kW necesariamente son clientes libres.
- (3) En abril de 2009 se estableció que los clientes entre 200 y 2.500 kW pueden optar entre mercado regulado o libre. Los mayores a 2.500 kW necesariamente son clientes libres.

Nota 5

Combinación de Negocios

Adquisición de Inversiones Gasatacama Holding Limitada

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

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

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

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

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

a) Contraprestación Transferida

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

	M\$
Efectivo	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos (1)	(16.070.521)
Total precio pagado	157.958.101

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

b) Costos Relacionados con la Adquisición

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

c) Activos Adquiridos Identificables y Pasivos Asumidos Identificables

A continuación se resume los montos reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

	M\$
Efectivo	174.028.622
Transacción reconocida de forma separada de la adquisición de activos y de la asunción de pasivos (1)	(16.070.521)
Total precio pagado	157.958.101

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

(*) Ver Nota 16.b.

(**) Ver Nota 17.a.

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

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

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

Conciliación de valores

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

Si dentro del período de un año a contar de la fecha de adquisición, nueva información obtenida acerca de hechos y circunstancias que existían en la fecha de adquisición, da origen al reconocimiento de activos o pasivos adicionales, se revisará la contabilización de la adquisición y se efectuarán las correcciones que procedan, siguiendo el criterio descrito en Nota 2.6.

d) Plusvalía

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

Ver Nota 15.

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

e) Remediación de Participación Pre-existente y Diferencias de Cambio por Conversión

La remediación del valor razonable de 50% de participación pre-existente que Endesa Chile tenía sobre GasAtacama, resultó en una ganancia de M\$ 21.546.320. Este monto corresponde a la diferencia positiva que surge de comparar el valor razonable de la participación pre-existente, que ascendió a M\$ 157.147.000, y el valor de la inversión contabilizada bajo el método de la participación en la fecha de adquisición, que ascendía a M\$ 135.600.680.

Por otra parte, las diferencias de cambio por conversión de la participación pre existente, acumuladas en el patrimonio de Endesa Chile hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del ejercicio, generando una ganancia de M\$ 21.006.456.

Ambos montos han sido registrados en el rubro "otras ganancias (pérdidas)" del estado de resultados integrales consolidado. (ver Nota 30).

Nota 6

Efectivo y Equivalente al Efectivo

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Efectivo y Equivalentes al Efectivo		
Efectivo en caja	551.153	170.449
Saldos en bancos	130.725.229	92.937.397
Depósitos a plazo	168.153.726	201.986.590
Otros instrumentos de renta fija	37.198.695	28.712.943
Total	336.628.803	323.807.379

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

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

Moneda	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
\$ Chilenos	43.104.563	54.192.317
\$ Argentinos	16.686.627	6.248.527
\$ Colombianos	224.221.908	227.767.858
Nuevo Sol Peruano	27.175.201	20.637.363
US\$ Estadounidenses	25.440.504	14.961.314
Total	336.628.803	323.807.379

c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Adquisiciones de subsidiarias		
Importes por adquisiciones pagadas en efectivo y equivalentes al efectivo	(157.958.101)	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo en entidades adquiridas	120.303.339	-
Total neto (*)	(37.654.762)	-

(*) Ver Nota 5.

d) A continuación se presenta la conciliación de efectivo y equivalentes al efectivo presentados en el estado de situación con el efectivo y equivalentes al efectivo en el estado de flujo de efectivo, al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de situación financiera)	336.628.803	323.807.379
Efectivo y equivalentes al efectivo atribuidos a activos mantenidos para la venta (*)	29.702	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	336.658.505	323.807.379

(*) Ver Nota 11.

Nota 7

Otros Activos Financieros

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Otros Activos Financieros				
Inversiones Disponibles para la Venta que cotizan	-	-	331.550	6.468
Inversiones Disponibles para la Venta no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.871.452	4.037.314
Instrumentos Derivados Cobertura (*)	1.221.342	21.128.524	3.711.802	16.507
Instrumentos Derivados No Cobertura (**)	2.958.770	2.063.414	22.002	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	-	-	-	-
Inversiones a mantener hasta el vencimiento	20.669.908	944.540	-	-
Otros	-	-	-	-
Total	24.850.020	24.136.478	7.936.806	4.060.289

(*) Ver Nota 20.2.a.

(**) Ver Nota 20.2.b.

Nota 8

Cuentas Comerciales y otras Cuentas por Cobrar

a) La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al			
	31/12/14		31/12/13	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	437.038.801	141.216.512	312.867.225	131.597.410
Cuentas comerciales, bruto	335.438.803	136.744.799	229.143.110	125.349.056
Otras cuentas por cobrar, bruto	101.599.998	4.471.713	83.724.115	6.248.354

	Saldo al			
	31/12/14		31/12/13	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cuentas Comerciales y Otras Cuentas por Cobrar, Neto				
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	433.407.008	141.216.512	308.874.999	131.597.410
Cuentas comerciales, neto (*)	333.117.446	136.744.799	226.448.136	125.349.056
Otras cuentas por cobrar, neto	100.289.562	4.471.713	82.426.863	6.248.354

(*) Al 31 de diciembre de 2013, incluyó acuerdo de avenimiento, finiquito y determinación de precio entre Endesa Chile y Compañía Manufacturera de Papeles y Cartones (CMPC) por M\$ 1.468.908.

Los saldos incluidos en este rubro, en general, no devengan intereses.

El Grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Para los montos, términos y condiciones relacionados con cuentas por cobrar con partes relacionadas, referirse a la Nota 9.1.

- b) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidos y no pagados, pero no deteriorados es el siguiente:

	Saldo al	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagados pero no deteriorados		
Con antigüedad menor de tres meses	9.595.932	978.179
Con antigüedad entre tres y seis meses	571.114	21.242.045
Con antigüedad entre seis y doce meses	1.812.932	670.204
Total	11.979.978	22.890.428

- c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales por venta fueron los siguientes:

	Corriente y no Corriente M\$
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagados con deterioro	
Saldo al 1 de enero de 2013	4.587.452
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(140.365)
Montos castigados	(411.830)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(43.031)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	3.992.226
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	748.748
Montos castigados	(1.035.170)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(74.011)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	3.631.793

(*) Ver Nota 28: Depreciación, amortización y pérdida por deterioro.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones.

- d) Información adicional:

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

Nota 9

Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

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

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

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

9.1 Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus sociedades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Companhía Interconexao Energética S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días
Extranjera	Generalima S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Préstamos	Menos de 90 días
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación	Derivados de commodities	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación	Otros servicios	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Préstamos	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Venta de Gas	Menos de 90 días
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente S.A.	Venta de Energía	Menos de 90 días
96.764.840-k	Enel Trade S.p.A	Otros servicios	Menos de 90 días
Total			

(*) Ver Nota 2.4.1, 5 y 13.

Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
			31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Asociada	\$ Arg	Argentina	180.969	1.202.518	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	38.040.166	21.575.728	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	163.098	1.578.572	-	-
Matriz Común	Real	Brasil	7.467.263	7.467.073	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	7.529.800	12.572.443	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	27.827	20.674	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	321.910	139.579	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	23.983	15.899	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	5.507.890	7.085.960	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	653.237	10.191	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	926.965	-	-	-
Matriz Común	\$ Arg	Argentina	3.415	29.718	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	7.659	8.318	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	260.417	934.281	-	-
Matriz	CH\$	Chile	296.325	575.075	-	-
Matriz	CH\$	Chile	-	20.913	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	3.176.838	50.298	-	-
Asociada	CH\$	Chile	1.644.650	1.717.013	-	-
Asociada	CH\$	Chile	11.845.926	11.382.879	-	-
Asociada	CH\$	Chile	549.359	445.022	-	-
Asociada	CH\$	Chile	649.986	366.882	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	10.500	11.918	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	579	1.602	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	1.524	1.953	-	-
Asociada	CH\$	Chile	1.477.177	1.375.492	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	156.613	66.541	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	64	11.636	-	-
Asociada	\$ Arg	Argentina	6.158	6.960	-	-
Asociada	Real	Brasil	-	42.603.758	-	-
Asociada	Real	Brasil	-	4.918.900	-	-
Matriz Común	Crc	Costa Rica	-	147.234	-	-
Matriz Común	Eur	España	99.662	129.780	-	-
Matriz Común	Eur	España	36.067	-	-	-
Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	-	14.839.233	-	-
Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	-	544.015	-	-
Asociada	CH\$	Chile	-	51.722	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	21.647	22	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	3.256	-	-	-
			81.090.930	131.909.802	-	-

b) Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas

R.U.T.	Sociedad	Descripción de la transacción	Plazo de la transacción
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Compra de Combustible	Menos de 90 días
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Peaje	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Compra de energía	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis S.A.	Cta. Cte. mercantil	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis S.A.	Préstamos	Menos de 90 días
94.271.000-3	Enersis S.A.	Dividendos	Menos de 90 días
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Compra de Gas	Menos de 90 días
76.107.186-6	ICT Servicios Informáticos Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Compra de Energía	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Compra de Combustible	Menos de 90 días
Extranjera	Endesa Generación S.A.	Derivados de commodities	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Energy Europe S.L.	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Produzione	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Otros servicios	Menos de 90 días
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Compra de Gas	Menos de 90 días
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Otros servicios	Menos de 90 días
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Compra de energía	Menos de 90 días
77.017.930-0	TRANSQUILLOTA	Otros servicios	Menos de 90 días
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Otros servicios	Menos de 90 días
Total			

(*) Ver Nota 2.4.1, 5 y 13.

Naturaleza de la relación	Moneda	País	Corrientes		No corrientes	
			31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Asociada	\$ Arg	Argentina	1.782.295	1.739.120	-	-
Asociada	\$ Arg	Argentina	33.288	2.319	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	33.575	35.609	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	12.169.357	-	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	2.088.174	2.231.822	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	59.568	44.023	-	-
Matriz Común	\$ Arg	Argentina	7.467.263	7.467.073	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	207.716	165.479	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	478.950	15.799	-	-
Matriz Común	Soles	Peru	35.678	-	-	-
Matriz Común	\$ Arg	Argentina	176.620	85.350	-	-
Asociada	CH\$	Chile	335.962	200.821	-	-
Matriz Común	\$ Col	Colombia	127.568	108.829	-	-
Matriz	CH\$	Chile	1.442.312	1.373.162	-	-
Matriz	CH\$	Chile	61.089.088	63.685.881	-	-
Matriz	\$ Col	Chile	57.423.449	11.513.845	-	-
Matriz	CH\$	Chile	36.253	553	-	-
Matriz	CH\$	Chile	60.904.443	196.671.232	-	-
Matriz	CH\$	Chile	3.139.149	-	-	-
Asociada	CH\$	Chile	19.808.375	13.864.085	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	180.080	283.695	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	1.547.416	684.882	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	-	2.865	-	-
Matriz Común	Eur	España	2.881.032	4.947.081	-	-
Matriz Común	Eur	España	1.102.253	-	-	-
Matriz Común	Eur	España	7.961	-	-	-
Matriz Común	Eur	España	20.444	66.996	-	-
Matriz Común	Eur	España	-	45.523	-	-
Matriz Común	Eur	España	261.050	73	-	-
Matriz Común	Eur	España	209.132	-	-	-
Matriz Común	Eur	Italia	99.837	80.928	-	-
Matriz Común	Eur	Italia	2.123.506	2.036.678	-	-
Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	-	4.846.992	-	-
Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	-	219.863	-	-
Matriz Común	CH\$	Chile	-	400.587	-	-
Negocios Conjuntos	CH\$	Chile	157.762	-	-	-
Asociada	Real	Brasil	95.690	92.999	-	-
			237.525.246	312.914.164	-	-

c) Transacciones más Significativas y sus Efectos en Resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables es el siguiente:

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Venta de Energía
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Venta de Energía
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados
94.271.000-3	Enersis S.A.	Matriz	Servicios Prestados
94.271.000-3	Enersis S.A.	Matriz	Préstamos
94.271.000-3	Enersis S.A.	Matriz	Servicios Recibidos
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
Extranjera	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Matriz Común	Venta de Energía
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Venta de Energía
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Energía
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Compra de Energía
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Préstamos
Extranjera	Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad
Extranjera	Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.	Asociada	Servicios Recibidos
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Venta de Energía
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
Extranjera	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
Extranjera	Endesa Generación	Matriz Común	Consumo de Combustible
Extranjera	Endesa Generación	Matriz Común	Derivados de commodities (*)
Extranjera	Endesa Generación	Matriz Común	Servicios Prestados
Extranjera	Endesa Trading.	Matriz Común	Consumo de Combustible
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Venta de Energía
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Compra de Energía
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
Extranjera	Empresa de Energía de Piura S.A.	Matriz Común	Servicios Recibidos
Extranjera	Generalima S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Matriz Común	Venta de Energía
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Venta de Energía
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Servicios Prestados
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Asociada	Peajes de Electricidad
Extranjera	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Peajes de Gas
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Consumo de Combustible
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Consumo de Gas
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Préstamos
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Transporte de Gas
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Servicios Prestados
96.976.600-0	Gestión Social S.A. (*)	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A. (*)	Relac. con Director	Otras prestaciones de servicios
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Matriz Común	Servicios Recibidos
76.107.186-6	ICT Servicios informáticos Ltda.	Matriz Común	Servicios Prestados
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Venta de Energía
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Compra de Energía
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Venta de Energía
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Compra de Energía
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
Extranjera	Companhía Interconexao Energética S.A.	Matriz Común	Peajes de Electricidad
Extranjera	Carboex S.A.	Matriz Común	Consumo de Combustible
Extranjera	Enel Iberoamérica, srl	Matriz Común	Servicios Recibidos

País	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Chile	262.011.113	182.946.267	177.486.847
Chile	17.612.598	1.558.697	2.564.327
Chile	(82.255)	(7.596)	(10.796)
Chile	(11.335.478)	(2.433.950)	(711.218)
Chile	-	-	9.124
Chile	31.007	9.267	14.055
Chile	-	15	42
Chile	1.380.813	-	-
Chile	(14.263.659)	(17.722.188)	(8.893.011)
Chile	(5.069.370)	(1.093.820)	(1.205.502)
Argentina	(118.566)	(35.012)	-
Argentina	17.099	20.319	24.023
Chile	-	-	732
Chile	3.369	1.696	1.486
Colombia	106.451.872	155.432.080	177.490.874
Colombia	(1.015.099)	(25.482)	(341.378)
Colombia	112.364	102.046	128.511
Colombia	(147.705)	(156.355)	(285.771)
Colombia	-	-	(658.607)
Colombia	(26.321.732)	(24.036.652)	(23.676.437)
Argentina	-	-	(5.850)
Argentina	(540.848)	(586.483)	(517.069)
Perú	63.798.914	82.950.522	98.807.132
Perú	(141.495)	(122.031)	(137.978)
Perú	11.966.790	141.190	100.105
España	(30.318.202)	(47.540.061)	(41.522.504)
España	(2.521.138)	-	-
España	17.157	-	-
España	-	-	(705.859)
Perú	67.108	856.559	267.642
Perú	(2.879.068)	(141.984)	(2.374.756)
Perú	264.024	(726.425)	-
Perú	-	137.866	128.134
Perú	3.126.444	1.826.218	23.890
Colombia	(1.055.225)	(883.691)	(505.024)
Colombia	3.230.442	9.145.949	8.171.445
Chile	2.671.120	2.808.698	638.187
Chile	956.854	835.543	661.296
Chile	47.263	-	-
Argentina	(805.099)	(1.036.437)	(1.225.319)
Chile	(3.409.581)	(2.734.877)	(2.175.039)
Chile	(434.289)	(428.555)	(697.653)
Chile	(114.115.041)	(60.095.868)	(168.238.842)
Chile	58.169	40.124	21.995
Chile	(39.638.398)	(34.796.720)	(34.209.731)
Chile	56.042	769.402	220.493
Chile	-	-	(49.133)
Chile	-	-	(2.475)
Chile	(954.995)	(1.090.847)	(1.072.506)
Chile	14.419	14.936	80.799
Chile	5.526	2.939	3.403
Chile	942.615	356.056	98.441
Chile	(8.117.834)	(6.119.652)	(1.987.512)
Chile	6.433	-	-
Chile	(152.045)	225.833	133.270
Chile	34.008	(65.184)	(757.930)
Chile	(3.805)	-	-
Chile	-	(44.504)	(29.745)
Chile	(12.399)	1.036.437	1.225.319
Brasil	805.099	-	-
España	-	-	(5.042.960)
España	(722.172)	(396.540)	(297.784)

R.U.T.	Sociedad	Naturaleza de la relación	Descripción de la transacción
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Préstamos
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Servicios Prestados
77.017.930-0	TRANSQUILLOTA	Negocio Conjunto	Peajes de Electricidad
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Compra de Energía
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Transporte de Gas
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Préstamos
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Venta de Energía
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Negocio Conjunto	Servicios Recibidos
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Matriz Común	Servicios Prestados
Extranjera	CENTRAL DOCK SUD	Matriz Común	Servicios Prestados
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Venta de Gas
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Matriz Común	Servicios Prestados
76.126.507-5	Parque Eólico Talinay Oriente SA	Matriz Común	Compra de Energía
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Matriz Común	Servicios Prestados
96.764.840-k	Maitenes	Matriz Común	Servicios Prestados
96.764.840-k	Enel Trade S.p.A	Matriz Común	Servicios Prestados
Total			

(*) Ver Nota 2.4.1, 5 y 13.

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

9.2 Directorio y Personal Clave de la Gerencia

Endesa Chile es administrada por un Directorio compuesto por nueve miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2014 fue elegido, en primera instancia, en la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 26 de abril de 2012. En sesión de Directorio celebrada el 4 de noviembre de 2014, fueron designados los actuales Presidente y Vicepresidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el periodo. El Secretario del Directorio fue designado en sesión de Directorio celebrada el 29 de octubre de 2013.

a) Cuentas por Cobrar y Pagar y otras Transacciones

- Cuentas por cobrar y pagar

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

- Otras transacciones

No existen transacciones entre la Sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio.

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta General Ordinaria de Accionistas de Endesa Chile. Los beneficios que a continuación se describen, en lo referente a su metodología de determinación, no han variados desde el año 2001.

De acuerdo a lo anterior dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

a) 101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento.

b) 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

En ambos casos con un incremento de un 100% para el Presidente y de un 50% para el Vicepresidente.

País	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Chile	-	46.444	-
Chile	23.891	10.281	-
Chile	(1.378.743)	(1.243.417)	(1.219.958)
Chile	(3.322.616)	(9.295.172)	(6.589.964)
Chile	(7.764.442)	(20.937.075)	(20.131.152)
Chile	229.609	489.864	765.504
Chile	1.858.318	95.845	64.914
Chile	(5.487)	(219.671)	(417.892)
Costa Rica	-	236.173	481.177
Argentina	2.442	3.091	-
España	-	21.397.171	-
España	-	51.722	-
Chile	(5.141.673)	(1.148.051)	-
Chile	(437.196)	(573.929)	-
Chile	9.305	-	-
Chile	3.222	-	-
	195.589.794	227.811.021	143.915.812

En el evento que un Director de Endesa Chile 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 Endesa Chile ostentare directa o indirectamente, alguna participación, sólo podrá recibir remuneración en uno de dichos Directorios o Consejos de Administración.

Los ejecutivos de Endesa Chile y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Endesa Chile.

Comité de Directores

Cada miembro integrante del Comité de Directores percibe una dieta por asistencia a Sesión de 56 Unidades de Fomento, con un máximo de doce sesiones anuales remuneradas.

Por la promulgación de la Ley N° 20.382 sobre perfeccionamiento de los Gobiernos Corporativos, se estableció la fusión del Comité de Directores y el Comité de Auditoría.

A continuación se detallan las retribuciones percibidas por el Directorio al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

Nombre	Cargo	Período de desempeño	31/12/14		
			Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff ⁽³⁾	Presidente	01/01/14 al 04/11/14	92.967	-	-
Paolo Bondi ⁽¹⁾ ⁽³⁾	Vicepresidente	01/01/14 al 04/11/14	-	-	-
Enrico Viale ⁽⁶⁾	Presidente	04/11/14 al 31/12/14	-	-	-
Ignacio Mateo Montoya ⁽⁵⁾	Vicepresidente	04/11/14 al 31/12/14	-	-	-
Francesco Buresti ⁽¹⁾	Director	01/01/14 al 31/12/14	-	-	-
Vittorio Corbo ⁽²⁾	Director	01/01/14 al 28/07/14	32.446	-	-
Jaime Bauzá Bauzá ⁽³⁾	Director	01/01/14 al 04/11/14	42.235	-	14.624
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/14 al 31/12/14	54.383	-	17.321
Alfredo Arahuetes García	Director	01/01/14 al 31/12/14	55.970	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/14 al 31/12/14	55.970	-	17.321
Susana Carey Claro ⁽⁶⁾	Director	04/11/14 al 31/12/14	9.486	-	4.121
Isabel Marshall Lagarrigue ⁽⁷⁾	Director	04/11/14 al 31/12/14	9.486	-	-
Manuel Morán Casero ⁽¹⁾ ⁽³⁾	Director	01/01/14 al 04/11/14	-	-	-
Vittorio Vagliasindi ⁽⁸⁾	Director	04/11/14 al 31/12/14	-	-	-
TOTAL			352.943	-	53.387

31/12/13					
Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/13 al 31/12/13	98.197	-	-
Paolo Bondi (¹)	Vicepresidente	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
Francesco Buresti (¹)	Director	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
Vittorio Corbo Lioi	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	-
Jaime Bauza Bauza	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Alfredo Arahuetes García	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	01/01/13 al 31/12/13	49.099	-	15.451
Manuel Morán Casero (¹)	Director	01/01/13 al 31/12/13	-	-	-
TOTAL			343.692	-	46.353

31/12/12					
Nombre	Cargo	Período de desempeño	Directorio de Endesa M\$	Directorio de Filiales M\$	Comité de Directores M\$
Jorge Rosenblut Ratinoff	Presidente	01/01/12 al 31/12/12	99.635	-	-
Paolo Bondi	Vicepresidente	01/01/12 al 31/12/12	-	-	-
Jaime Estévez Valencia	Director	01/01/12 al 26/04/12	15.027	-	5.039
Francesco Buresti	Director	01/01/12 al 31/12/12	-	-	-
José María Calvo-Sotelo Ibañez-Martín	Director	01/01/12 al 26/04/12	15.027	-	-
Vittorio Corbo	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.817	-	-
Jaime Bauza Bauza	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.818	-	15.201
Felipe Lamarca Claro	Director	01/01/12 al 31/12/12	49.818	-	15.201
Alfredo Arahuetes García	Director	26/04/12 al 31/12/12	35.171	-	-
Enrique Cibié Bluth	Director	26/04/12 al 31/12/12	35.171	-	10.162
Manuel Morán Casero	Director	26/04/12 al 31/12/12	-	-	-
TOTAL			349.484	-	45.603

- (1) Los señores Paolo Bondi, Francesco Buresti y Manuel Morán Casero renunciaron a sus honorarios y dietas como miembros del Directorio Endesa Chile.
- (2) El señor Vittorio Corbo desempeñó su cargo hasta el 28 de julio de 2014 como miembros del Directorio Endesa Chile.
- (3) Los señores Jorge Rosenblut Ratinoff, Paolo Bondi, Jaime Bauzá Bauzá, Manuel Morán Casero, desempeñaron su cargo hasta el 4 de Noviembre de 2014 como miembros del Directorio Endesa Chile.
- (4) El Sr. Enrico Viale asumió como Presidente el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Jorge Rosenblut Ratinoff.
- (5) El Sr. Ignacio Mateo Montoya asumió como Vicepresidente el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Paolo Bondi.
- (6) La Sra. Susana Carey Claro asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Jaime Bauzá Bauzá.
- (7) La Sra. Isabel Marshall Lagarrigue asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Vittorio Corbo
- (8) El Sr. Vittorio Vagliasindi asumió como Director el 4 de Noviembre 2014 en reemplazo de Manuel Morán Montoya.

c) Garantías Constituidas por la Sociedad a Favor de los Directores

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

9.3 Retribución de Gerencia de Endesa Chile

a) Remuneraciones Recibidas por el Personal Clave de la Gerencia

RUT	Miembros de la Alta Dirección	
	Nombre	Cargo
24.789.926-K	Valter Moro ⁽¹⁾	Gerente General
22.357.225-1	Ramiro Alfonsín Balza	Subgerente General
24.430.233-5	Paulo Jorge Domingues Dos Santos ⁽⁶⁾	Gerente Regional de Producción Eléctrica
24.240.132-8	Fernando Prieto Plaza ⁽²⁾	Gerente de Ingeniería, Proyectos, e I + D + I Regional
7.893.919-2	José Venegas Maluenda	Gerente Gestión Energía y Comercialización Regional
7.044.467-4	Fernando Gardeweg Ried	Gerente de Administración y Finanzas
12.403.710-7	Juan Fernando La Fuente Vila ⁽³⁾	Gerente de Planificación y Control
24.332.937-K	Federico Polemann ⁽⁴⁾	Gerente de Recursos Humanos
10.673.365-1	Sebastián Fernández Cox	Gerente de Planificación Energética
7.776.718-5	Luis Ignacio Quiñones Sotomayor ⁽⁵⁾	Fiscal
10.603.713-2	María Teresa González Ramírez ⁽⁷⁾	Gerente de Relaciones Comunitarias y Comunicación

- (1) El Sr. Valter Moro asumió como Gerente General el 1 de Noviembre de 2014 en reemplazo de la Sr. Joaquín Galindo, quien renunció con fecha 31 de Octubre de 2014.
- (2) El Sr. Fernando Prieto Plaza asumió como Gerente de Ingeniería, Proyectos, e I + D + I Regional el 1 de marzo de 2013 en reemplazo del Sr. Juan Benabarre Benaiges, quien renunció con fecha 31 de enero de 2013.
- (3) El Sr. Juan La Fuente Vila asumió como Gerente de Planificación y Control el 1 de junio de 2013 en reemplazo del Sr. Luis Larumbe Aragón.
- (4) El Sr. Federico Polemann asumió como Gerente de Recursos Humanos el 24 de Julio de 2013 en reemplazo de la Sra. Luz María Torm Silva.
- (5) El Sr. Luis Ignacio Quiñones Sotomayor asumió como Fiscal el 1 de noviembre de 2013 en reemplazo del Sr. Carlos Martín.
- (6) El Sr. Paulo Jorge Domingues Dos Santos asumió como Gerente regional de Producción Eléctrica el 1 de noviembre de 2013 en reemplazo del Sr. Claudio Iglesias Guillard.
- (7) La Sra. María Teresa González Ramírez asumió como Gerente de Relaciones comunitarias y comunicación el 1 de abril de 2014 en reemplazo de la Sra. María Francisca Moya Moreno.

Las remuneraciones devengadas por el personal clave de la Gerencia ascienden a:

	Saldo al	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Remuneración	2.144.848	2.072.023
Beneficios a corto plazo para los empleados	730.281	629.114
Otros beneficios a largo plazo	519.990	1.000.792
TOTAL	3.395.119	3.701.929

Planes de incentivo a los principales ejecutivos y gerentes

Endesa Chile tiene para sus ejecutivos un plan de bonos anuales por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la compañía. Este plan incluye una definición de rango de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos. Los bonos que eventualmente se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

b) Garantías Constituidas por la Sociedad a Favor de la Gerencia de Endesa Chile

No existen garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Gerencia de Endesa Chile.

9.4 Planes de Retribución Vinculados a la Cotización de la Acción

No existen planes de retribuciones a la cotización de la acción al Directorio.

Nota 10

Inventarios

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Clases de Inventarios	Saldo al	
	31/12/2014 M\$	31/12/2013 M\$
Suministros para la producción	36.493.097	27.632.087
- Gas	1.407.285	-
- Petróleo	13.587.203	14.188.139
- Carbón	21.498.609	13.443.948
Inventarios para proyectos y repuestos	29.278.024	18.522.958
Total	65.771.121	46.155.045

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2014 las materias primas e insumos reconocidos como consumo de combustible ascienden a M\$ 406.234.484 (M\$ 307.849.013 al 31 de diciembre de 2013), ver Nota 26.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

Nota 11

Activos No Corrientes o Grupos de Activos para su Disposición Clasificados como Mantenidos para la Venta

Durante el mes de diciembre de 2014, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. suscribieron un contrato de compraventa de acciones en virtud del cual, acordaron vender, ceder y transferir a Temsa Fondo de Inversión Privado el 100% de las acciones de Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.. Este contrato estableció una serie de condiciones suspensivas, que, estando pendientes de cumplimiento al cierre de 2014, impidieron el perfeccionamiento de la venta. Se prevé que las citadas condiciones se cumplirán durante el mes de enero de 2015, (ver Nota 39.1).

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

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

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

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

	Saldo al 31/12/14 M\$
Túnel El Melón	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.702
Otros activos no financieros corriente	81.275
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	758.645
Activos por impuestos corrientes	1.400
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES	871.022
ACTIVOS NO CORRIENTES	
Activos intangibles distintos de la plusvalía	4.404.615
Propiedades, planta y equipo	81.432
Activos por impuestos diferidos	2.621.894
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES	7.107.941
TOTAL DE ACTIVOS	7.978.963
PASIVOS CORRIENTES	
Otros pasivos financieros corrientes	3.072.179
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	495.235
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	2.102
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	3.700.546
PASIVOS NO CORRIENTES	
Otros pasivos financieros no corrientes	1.660.254
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	102.423
Otros pasivos no financieros no corrientes	27.026
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES	1.789.703
TOTAL PASIVOS	5.490.249
Flujo de efectivo neto resumido	
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.776
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(5.604.740)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(3.450.774)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	(9.739)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.739)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	39.440
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del ejercicio	29.702

Nota 12

Activos y Pasivos por Impuestos Corrientes

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Cuentas por cobrar por Impuestos Corrientes		
Pagos provisionales mensuales	13.423.607	50.226.860
IVA Crédito fiscal	21.113.943	-
Crédito por utilidades absorbidas	11.110.824	13.940.841
Créditos por gastos de capacitación	218.000	218.000
Créditos por dividendos recibidos desde el extranjero	-	28.896.906
Otros	1.424.201	-
Total	47.290.575	93.282.607

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

Cuentas por Pagar por Impuestos Corrientes	Saldo al	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Impuesto a la Renta	94.391.510	71.383.366
Otros	824	-
Total	94.392.334	71.383.366

Nota 13

Inversiones Contabilizadas por el Método de la Participación

13.1 Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación

a) A continuación se presenta un detalle de las inversiones en asociadas y negocios conjuntos contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%
Enel Brasil S.A. ⁽³⁾	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%
GNL Quinteros S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. ⁽³⁾	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,0000%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. ⁽⁴⁾	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%
Endesa Camsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%
Distrilec Inversora S.A. ⁽¹⁾ y ⁽²⁾	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%
				TOTALES

Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda Funcional	Porcentaje de participación
Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,5000%
Enel Brasil S.A.	Asociada	Brasil	Real brasileño	38,6367%
GNL Quinteros S.A. ⁽¹⁾	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,0000%
GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,3300%
Endesa Camsa S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,0000%
Distrilec Inversora S.A. ⁽¹⁾ y ⁽²⁾	Asociada	Argentina	Peso argentino	0,8875%
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,0000%
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,0000%
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. ⁽³⁾	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,0000%
				TOTALES

- (1) Los saldos correspondientes a la provisión por patrimonios negativos se presentan en el rubro Otros pasivos no financieros no corrientes.
- (2) La influencia significativa se ejerce producto que Enersis, matriz de Endesa Chile, posee el 51,5% de participación sobre Distrilec.
- (3) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (ver Notas 2.4.1, 5 y 13).
- (4) La pérdida reconocida durante 2014, incluye una provisión por deterioro por M\$ 69.066.857 como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de esta inversión. (Ver nota 34.5 y 39.2).
- (5) Cambio de denominación social a contar del 12 de Diciembre 2014 de Endesa Brasil S.A. a Enel Brasil S.A.

b) 31 de diciembre de 2014 y 2013, no ocurrieron movimientos significativos de participaciones en nuestras asociadas.

Saldo al 01-01-2014 M\$	Adiciones M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otros Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$	Provisión Patrimonio Negativo M\$	Saldo al 31-12-2014 M\$
9.682.324	-	4.566.154	(4.239.280)	847.016	31.475	(110.030)	10.777.659	-	10.777.659
543.713.349	-	62.181.301	(75.642.378)	10.619.850	(1.995.193)	-	538.876.929	-	538.876.929
4.797.508	-	5.808.748	(6.897.599)	311.747	13.445.396	(2.266.865)	15.198.935	-	15.198.935
559.615	-	1.099.143	-	159.410	-	-	1.818.168	-	1.818.168
123.627.967	-	3.053.468	-	8.919.247	-	(135.600.682)	-	-	-
69.684.864	3.315.000	(69.525.874)	-	-	-	2.670.567	6.144.557	-	6.144.557
6.073.897	-	585.051	-	-	-	(232.944)	6.426.004	-	6.426.004
2.400.103	-	(153.554)	-	(267.417)	-	-	1.979.132	-	1.979.132
141.706	-	(429.336)	-	(24.724)	(3.280)	-	(315.634)	315.634	-
760.681.333	3.315.000	7.185.101	(86.779.257)	20.565.129	11.478.398	(135.539.954)	580.905.750	315.634	581.221.384
Saldo al 01-01-2013 M\$	Adiciones M\$	Participación en Ganancia (Pérdida) M\$	Dividendos Declarados M\$	Diferencia de Conversión M\$	Otros Resultados Integrales M\$	Otro Incremento (Decremento) M\$	Saldo al 31- 12-2013 M\$	Provisión Patrimonio Negativo M\$	Saldo al 31-12-2013 M\$
9.030.441	-	4.186.294	(5.080.897)	769.156	777.330	-	9.682.324	-	9.682.324
574.168.681	-	94.402.624	(101.388.548)	(21.447.127)	1.597.229	(3.619.510)	543.713.349	-	543.713.349
-	-	4.914.871	(3.088.495)	36.052	7.922.262	-	9.784.690	(4.987.182)	4.797.508
376.835	-	137.691	-	45.089	-	-	559.615	-	559.615
2.743.725	-	144.312	-	(487.934)	-	-	2.400.103	-	2.400.103
-	-	490.902	-	7.572	-	(7.363)	491.111	(349.405)	141.706
66.894.760	5.084.698	(2.294.594)	-	-	-	-	69.684.864	-	69.684.864
5.710.960	-	362.937	-	-	-	-	6.073.897	-	6.073.897
96.207.755	-	17.002.146	-	10.418.066	-	-	123.627.967	-	123.627.967
755.133.157	5.084.698	119.347.183	(109.557.940)	(10.659.126)	10.296.821	(3.626.873)	766.017.920	(5.336.587)	760.681.333

13.2 Información Financiera Adicional de las Inversiones en Asociadas

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los estados financieros de las principales sociedades en la que Endesa Chile ejerce una influencia significativa:

31 de diciembre de 2014

Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
Endesa Camsa S.A.	45,00%	28.225.495	873.712	24.701.137	-	1.280.939	(1.622.171)	(341.232)	(594.259)	(935.491)
Enel Brasil S.A.	38,64%	754.829.591	2.402.919.071	481.334.130	959.822.163	2.269.559.959	(2.058.056.356)	211.503.603	23.085.739	234.589.342
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	759.186	-	823.444	35.501.499	-	(48.377.741)	(48.377.741)	-	(48.377.741)
GNL Quintero S.A.	20,00%	98.325.654	597.812.711	20.036.542	600.107.009	117.435.890	(88.392.142)	29.043.748	68.785.714	97.829.462
Electrogas S.A.	42,50%	6.085.889	43.289.210	10.076.915	13.938.983	19.635.597	(8.891.705)	10.743.892	2.067.038	12.810.930
GNL Chile S.A.	33,33%	73.425.419	81.983	64.329.604	3.723.224	732.138.386	(728.840.589)	3.297.797	478.277	3.776.074

31 de diciembre de 2013

Inversiones con influencia significativa	% Participación	Activo corriente M\$	Activo no corriente M\$	Pasivo corriente M\$	Pasivo no corriente M\$	Ingresos ordinarios M\$	Gastos ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral M\$
Endesa Camsa S.A.	45,00%	31.020.655	838.347	26.525.440	-	2.162.235	(1.841.541)	320.694	(1.084.299)	(763.605)
Enel Brasil S.A.	40,45%	828.001.927	2.190.312.917	507.172.891	806.219.181	1.871.470.844	(1.548.922.343)	322.548.501	(54.523.686)	268.024.815
Distrilec Inversora S.A.	0,89%	812.462	16.019.631	864.657	-	55.329.841	(14.799)	55.315.042	853.216	56.168.258
GNL Quintero S.A.	20,00%	88.131.062	566.951.431	34.063.764	597.031.096	100.431.648	(75.857.214)	24.574.434	39.791.400	64.365.834
Electrogas S.A.	42,50%	4.624.089	39.891.362	9.624.463	12.109.047	17.591.544	(7.741.439)	9.850.104	3.638.791	13.488.895
GNL Chile S.A.	33,33%	82.737.334	79.263	78.005.985	3.131.599	538.715.428	(538.302.314)	413.114	135.281	548.395

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

En el Anexo N° 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

- Información Adicional

Ampla y Coelce

Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañías concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce (filiales de nuestra asociada Enel Brasil S.A.). Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales de nuestra asociada prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como inversiones financieras disponibles para la venta. Considerando lo anterior, se efectuó una nueva estimación de los montos que Ampla y Coelce esperan recibir al final del período de concesión, originándose el registro al 31 de diciembre de 2014 de un menor activo y gastos financieros por un monto de M\$ 68.728.638 (M\$ 13.099.670 a nivel de Endesa Chile); al 31 de diciembre de 2013 y 2012 se registraron un mayor activo e ingresos financieros por M\$ 54.591.750 (M\$ 9.659.610 a nivel de Endesa Chile) y M\$ 112.274.835 (M\$ 14.182.820 a nivel de Endesa Chile, respectivamente, registrados como participación en las ganancias de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación).

- Restricciones a la Disposición de Fondos de Asociadas

Enel Brasil debe cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio, que restringen la transferencia de activos hacia sus propietarios. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2014 de Enel Brasil asciende a M\$ 145.138.680.

13.3 Información Financiera Adicional de las Inversiones en Negocios Conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que Endesa Chile posee negocio conjunto:

% Participación	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.		Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)	
	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%
	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$	31-12-2014 M\$	31-12-2013 M\$
Total de Activos corrientes	8.700.785	9.596.488	4.426.445	3.950.498	-	176.292.080
Total de Activos no corrientes	6.811.887	131.270.190	11.420.593	10.237.702	-	295.704.711
Total de Pasivos corrientes	3.419.214	4.049.634	1.159.095	670.215	-	63.483.879
Total de Pasivos no corrientes	45.348	180.059	1.835.937	1.370.193	-	44.840.436
Efectivo y equivalentes al efectivo	319.670	1.727.261	3.930.814	3.450.144	-	108.934.464
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	14.865.354
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.672.950	2.394.408	-	176.517.866
Gasto por depreciación y amortización	(52.978)	(69.316)	(738.927)	(680.519)	-	(11.145.909)
Ingresos procedentes de intereses	53.579	121.509	88.597	134.631	-	1.040.933
Gastos por intereses	425.939	78.059	-	-	-	(1.575.774)
Gasto por impuestos a las ganancias	3.531.096	1.333.808	(205.839)	(124.757)	-	(9.908.686)
Ganancia (pérdida)	(136.325.281)	(4.499.239)	1.170.102	725.873	-	34.042.459
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	(136.325.281)	(4.499.239)	1.170.102	725.873	-	34.042.459

(*) Ver Nota 2.4.1, 5 y 13.

Nota 14

Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Activos Intangibles Neto		
Activos Intangibles Identificables, Neto	52.451.833	56.048.545
Costos de Desarrollo	5.666.572	7.365.667
Servidumbres y Derechos de Agua	31.781.522	28.962.374
Concesiones (1)	-	7.247.556
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	1.514.216	1.824.734
Programas Informáticos	12.995.648	7.876.555
Otros Activos Intangibles Identificables	493.875	2.771.659
Activos Intangibles Bruto	81.236.477	111.708.387
Costos de Desarrollo	8.192.203	7.427.040
Servidumbres y Derechos de Agua	38.543.363	34.833.865
Concesiones (1)	-	40.203.523
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.662.312	2.578.733
Programas Informáticos	25.534.402	18.596.553
Otros Activos Intangibles Identificables	6.304.197	8.068.673
Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	(28.784.644)	(55.659.842)
Costos de Desarrollo	(2.525.631)	(61.373)
Servidumbres y Derechos de Agua	(6.761.841)	(5.871.491)
Concesiones (1)	-	(32.955.967)
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	(1.148.096)	(753.999)
Programas Informáticos	(12.538.754)	(10.719.998)
Otros Activos Intangibles Identificables	(5.810.322)	(5.297.014)

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

Empresa titular de la Concesión	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A. (Infraestructura Vial) (*)	-	6.951.508
Otras Concesiones	-	296.048
Total	-	7.247.556

(*) Ver Nota 11.

La composición y movimientos del activo intangible durante los ejercicios 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Año 2014

	Costos de Desarrollo M\$	Servidumbres y Derechos de Agua M\$	Concesiones M\$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M\$	Programas Informáticos M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Movimientos en Activos Intangibles							
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	7.365.667	28.962.374	7.247.556	1.824.734	7.876.555	2.771.659	56.048.545
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.990.879	1.778.162	-	280.380	5.355.491	-	9.404.912
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(311.518)	(431.185)	(3.305)	(91.295)	(11.790)	125.942	(723.151)
Amortización (*)	(2.734.208)	(1.272.127)	(2.564.216)	(613.665)	(850.304)	(7.207)	(8.041.727)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(530.532)	2.744.298	(275.420)	(5.381)	628.545	(2.396.519)	164.991
Incrementos (disminuciones) por transferencias	-	(557.131)	-	(5.381)	562.512	-	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(530.532)	3.301.429	(275.420)	-	66.033	(2.396.519)	164.991
Disposiciones y retiros de servicio	(113.716)	-	-	119.443	(2.849)	-	2.878
Retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(2.849)	-	(116.565)
Disposiciones	-	-	-	119.443	-	-	119.443
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	(4.404.615)	-	-	-	(4.404.615)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(1.699.095)	2.819.148	(7.247.556)	(310.518)	5.119.093	(2.277.784)	(3.596.712)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2014	5.666.572	31.781.522	-	1.514.216	12.995.648	493.875	52.451.833

(*) Ver Nota 28 Depreciación y Amortización.

Año 2013

	Costos de Desarrollo M\$	Servidumbres y Derechos de Agua M\$	Concesiones M\$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M\$	Programas Informáticos M\$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M\$	Activos Intangibles, Neto M\$
Movimientos en Activos Intangibles							
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	6.254.623	29.572.872	9.728.025	1.482.187	5.943.571	2.771.347	55.752.625
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.365.305	(1.547)	-	335.933	2.583.972	-	4.283.663
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	51.063	42.387	1.927	14.118	3.033	10.039	122.567
Amortización (*)	(15.449)	(651.701)	(2.540.627)	(425.669)	(317.199)	(9.364)	(3.960.009)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(116.213)	363	58.231	418.165	(336.213)	(363)	23.970
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(116.213)	363	58.231	418.165	(360.183)	(363)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	-	-	-	-	23.970	-	23.970
Disposiciones y retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(609)	-	(174.271)
Retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(609)	-	(174.271)
Total movimientos en activos intangibles identificables	1.111.044	(610.498)	(2.480.469)	342.547	1.932.984	312	295.920
Saldo Final activos intangibles al 31/12/2013	7.365.667	28.962.374	7.247.556	1.824.734	7.876.555	2.771.659	56.048.545

(*) Ver Nota 28 Depreciación y Amortización.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que disponen la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrados al 31 de diciembre de 2014 (ver Nota 3.d).

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

Nota 15

Plusvalía

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondo de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento de los ejercicios 2014 y 2013:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2014 M\$	Incrementos por combinación de negocios M\$	Fusiones M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31-12-2014 M\$
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	8.565.202	-	-	(942.764)	7.622.438
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	Generación Chile	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	81.661.135	-	-	6.579.905	88.241.040
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	5.213.756	-	-	(327.692)	4.886.064
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Inversiones Gasatagama Holding Ltda.	-	18.737.737	-	1.466.514	20.204.251
Total		100.096.198	18.737.737	-	6.775.963	125.609.898

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01-01-2013 M\$	Incrementos por combinación de negocios M\$	Fusiones M\$	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M\$	Saldo Final 31-12-2013 M\$
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	10.345.927	-	-	(1.780.725)	8.565.202
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (*)	Generación Chile	4.656.105	-	(4.656.105)	-	-
Cía. Eléctrica Tarapacá S.A. (*)	Generación Chile	-	-	4.656.105	-	4.656.105
Edegel S.A.A.	Edegel S.A.A.	81.550.712	-	-	110.423	81.661.135
Emgesa S.A.E.S.P.	Emgesa S.A.E.S.P.	5.194.342	-	-	19.414	5.213.756
Total		101.747.086	-	-	(1.650.888)	100.096.198

(*) Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal. Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última la sociedad continuadora legal.

El origen de de las plusvalías se explica a continuación:

1. Empresa Eléctrica Pangue S.A.

Con fecha 12 de julio de 2002, Endesa Chile adquirió el 2,51% de acciones de Empresa Eléctrica Pangue S.A. haciendo efectiva la opción de venta que tenía el socio minoritario Internacional Finance Corporation (IFC.)

2. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

Con fecha 31 de agosto del año 1993, Endesa Chile se adjudicó el 59% de la propiedad de Hidroeléctrica El Chocón en licitación pública internacional convocada por el Gobierno Argentino.

3. Compañía Eléctrica San Isidro S.A.

Con fecha 11 de agosto de 2005, Endesa Chile compró los derechos sociales de la sociedad Inversiones Lo Venecia Ltda., quien poseía como único activo un 25% de la sociedad San Isidro S.A.

4. Edegel S.A.A.

Con fecha 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), Endesa Chile adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.

5. Emgesa S.A.E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997 Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa España el 48,5% de la Empresa colombiana Generadora de Electricidad Emgesa de Santa Fé de Bogotá en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

6. Inversiones GasAtacama Holding Limitada

Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, que Southern Cross Latin America Private Equity Fund III L.P. poseía a dicha fecha, (ver Nota 2.4.1, 5.d y 13).

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia de Endesa Chile, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2014 y 2013 (ver Nota 3.b).

Nota 16

Propiedades, Planta y Equipo

a) Saldos del Rubro al 31 de Diciembre de 2014 y 2013:

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Neto	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Neto	5.230.428.848	4.692.288.945
Construcción en Curso	1.187.912.827	870.787.402
Terrenos	59.924.326	56.927.135
Edificios	22.025.921	20.737.186
Planta y Equipo	3.868.224.748	3.670.530.303
Instalaciones Fijas y Accesorios	35.627.709	15.585.705
Arrendamientos Financieros	56.713.317	57.721.214

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	8.969.956.729	8.102.848.577
Construcción en Curso	1.187.912.827	870.787.402
Terrenos	59.924.326	56.927.135
Edificios	42.788.328	36.365.813
Planta y Equipo	7.514.750.306	7.007.488.465
Instalaciones Fijas y Accesorios	84.793.177	55.297.001
Arrendamientos Financieros	79.787.765	75.982.761

Clases de Depreciación Acumulada y Deterioro del Valor, Propiedades, Planta y Equipo	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Total Depreciación Acumulada y Deterioro de Valor Propiedades, Planta y Equipo	(3.739.527.881)	(3.410.559.632)
Edificios	(20.762.407)	(15.628.627)
Planta y Equipo	(3.646.525.558)	(3.336.958.162)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(49.165.468)	(39.711.296)
Arrendamientos Financieros	(23.074.448)	(18.261.547)

b) Detalle de Propiedades, Plantas y Equipos para los Ejercicios 2014 y 2013:

	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Movimiento año 2014							
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	870.787.402	56.927.135	20.737.186	3.670.530.303	15.585.705	57.721.214	4.692.288.945
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	601.694.765	-	-	3.988	550.469	-	602.249.222
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (*)	10.802.165	3.216.432	-	171.934.311	13.707.483	-	199.660.391
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(49.116.078)	(180.363)	(631.466)	(17.912.049)	1.428.360	2.853.253	(63.558.343)
Depreciación (**)	-	-	(1.301.473)	(189.570.715)	(2.366.179)	(3.861.150)	(197.099.517)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio (**)	-	-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(246.310.557)	74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(246.310.557)	74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(246.310.557)	74	1.801.536	242.636.252	1.872.695	-	-
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	(186.817)	(40.632)	-	(227.449)
Retiros	-	-	-	(186.817)	(40.632)	-	(227.449)
Disposiciones y retiros de servicio	-	-	-	-	(81.432)	-	(81.432)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta	-	-	-	-	(81.432)	-	(81.432)
Otros incrementos (disminución)	55.130	(38.952)	1.420.138	4.560.039	4.971.240	-	10.967.595
Total movimientos	317.125.425	2.997.191	1.288.735	197.694.445	20.042.004	(1.007.897)	538.139.903
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	1.187.912.827	59.924.326	22.025.921	3.868.224.748	35.627.709	56.713.317	5.230.428.848

(*) Ver Nota 5.c.

(**) Ver Nota 16.f.7 y 28

	Construcción en Curso M\$	Terrenos M\$	Edificios, Neto M\$	Planta y Equipos, Neto M\$	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto M\$	Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros, Neto M\$	Propiedades, Planta y Equipo, Neto M\$
Movimiento año 2013							
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	577.918.459	57.740.580	20.349.421	3.724.595.456	16.230.612	118.407.864	4.515.242.392
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	386.015.474	-	22.103	697.175	575.244	361.737	387.671.733
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	1.013.731	57.138	65.224	(12.811.471)	(153.197)	(1.321.091)	(13.149.666)
Depreciación (**)	-	-	(1.276.214)	(178.019.183)	(2.842.346)	(3.597.587)	(185.735.330)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del ejercicio	-	-	-	(6.599.318)	-	-	(6.599.318)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(93.613.057)	(118.740)	1.576.652	146.433.600	1.791.464	(56.129.709)	(59.790)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(93.589.089)	(118.740)	1.587.110	146.251.811	1.998.617	(56.129.709)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(93.589.089)	(118.740)	1.587.110	146.251.811	1.998.617	(56.129.709)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(23.968)	-	(10.458)	181.789	(207.153)	-	(59.790)
Disposiciones y retiros de servicio	(547.205)	(751.843)	-	(3.765.956)	(16.072)	-	(5.081.076)
Disposiciones	-	(742.271)	-	(3.563.694)	(15.665)	-	(4.321.630)
Retiros	(547.205)	(9.572)	-	(202.262)	(407)	-	(759.446)
Total movimientos	292.868.943	(813.445)	387.765	(54.065.153)	(644.907)	(60.686.650)	177.046.553
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	870.787.402	56.927.135	20.737.186	3.670.530.303	15.585.705	57.721.214	4.692.288.945

(**) Ver Nota 28.

c) Principales Inversiones

Las inversiones materiales en generación del negocio eléctrico incluyen los avances en el programa de nueva capacidad. En ella se destaca los avances en la construcción de la Central Hidráulica de El Quimbo en Colombia 400 MW de potencia instalada, con una generación media anual de alrededor de 2.216 GWh., que implica adiciones a diciembre de 2014 por M\$ 175.419.903 (M\$ 150.262.546 al 31 de diciembre 2013).

d) Arrendamiento Financiero

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las Propiedades, Planta y Equipo incluyen M\$ 56.713.317, M\$ 57.721.214 respectivamente, correspondientes al valor neto contable de activos que son objeto de contratos de arrendamiento financiero.

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

	31/12/14			31/12/13		
	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$	Bruto M\$	Interés M\$	Valor Presente M\$
Menor a un año	11.492.537	1.587.086	9.905.451	8.070.754	1.542.836	6.527.918
Entre un año y cinco años	43.679.052	4.302.450	39.376.602	35.600.426	3.914.414	31.686.012
Más de cinco años	-	-	-	12.129.432	1.198.490	10.930.942
Total	55.171.589	5.889.536	49.282.053	55.800.612	6.655.740	49.144.872

(*)Ver Nota 18.1

Los activos en Leasing, provienen principalmente de:

1. Endesa Chile S.A.: corresponde a un contrato por Líneas e Instalaciones de Transmisión Eléctrica (Ralco-Charrúa 2X220 KV), efectuado entre la empresa y Abengoa Chile S.A.. Dicho contrato tiene una duración de 20 años y devenga intereses a una tasa anual de 6,5%.
2. Edegel S.A.: corresponde a los contratos que financiaron la conversión de la planta termoeléctrica de la Central Ventanilla a ciclo combinado, que la empresa suscribió con el BBVA - Banco Continental, Banco de Crédito del Perú, Citibank del Perú y Banco Internacional del Perú – Interbank . El plazo promedio de dichos contratos es de 8 años, y devengan intereses a una tasa anual de Libor+1,75 % al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013.

Asimismo, la empresa cuenta con un contrato, suscrito con Scotiabank, que financió la construcción de una nueva planta en ciclo abierto en la Central Santa Rosa. El plazo de dicho contrato es de 9 años y devenga intereses a una tasa anual de Libor + 1.75%.

e) Arrendamiento Operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 incluyen M\$ 4.464.950 y M\$ 2.581.257, respectivamente, correspondientes al devengo durante los citados períodos de los contratos de arrendamiento operativo de activos materiales en explotación.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, los pagos futuros derivados de dichos contratos son los siguientes:

	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Menor a un año	1.687.492	1.881.393
Entre un año y cinco años	7.098.048	7.863.950
Más de cinco años	8.401.914	9.381.984
Total	17.187.454	19.127.327

f) Otras Informaciones

1. Endesa Chile mantenían al 31 de diciembre de 2014 y 2013 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M\$ 89.623.698 y M\$ 24.394.815, respectivamente.
2. Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 21.952.283 y M\$ 35.100.296, respectivamente (ver Nota 34).
3. La Sociedad y sus filiales nacionales y extranjeras tienen contratos de seguros que contemplan pólizas de todo riesgo, sismo y avería de maquinarias con un límite de MM€1.000, incluyéndose por estas coberturas perjuicios por interrupción de negocios. Adicionalmente la empresa cuenta con seguros de Responsabilidad Civil para enfrentar demandas de terceros por un límite de MM€500. Las primas asociadas a estas pólizas se registran proporcionalmente a cada sociedad en el rubro gastos pagados por adelantado."
4. La situación de determinados activos, básicamente obras e infraestructuras de instalaciones construidas con el objeto de dar respaldo a la generación de energía en el sistema SIC en el año 1998 ha cambiado, principalmente por la instalación en el SIC de nuevas centrales térmicas, la llegada de GNL y la entrada de nuevos proyectos. Lo anterior, configura una situación de abastecimiento en los próximos años que se estima no requerirá el uso de estas instalaciones. Por lo anterior, la Sociedad registró en el ejercicio de 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M\$ 43.999.600, vigente a la fecha.
5. Con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió a ejecutar el total de las boletas bancarias de garantías que aseguraban el fiel cumplimiento de las obras y la correcta y oportuna ejecución de las mismas, todo ello referido al Contrato "Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACP-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón de 350 MW" ("el contrato") suscrito con fecha 25 de Julio de 2007, entre Empresa Nacional de Electricidad S.A. ("el propietario") y el Consorcio formado por: (i) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; (ii) la empresa italiana "Tecnimont SpA"; (iii) la empresa brasileña "Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energetické Strojárne a.s." ("SES"); (v) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada"; (todos colectivamente denominados "el Contratista" o "el Consorcio").

El total de las referidas boletas corresponden a la cantidad de US\$ 74.795.164,44 y UF 796.594,29 (US\$ 38.200.000 aprox.). Al 31 de diciembre de 2012, el monto de las boletas efectivamente cobradas asciende a US\$ 93.992.554, quedando aún boletas de garantías por cobrar ascendente a US\$ 18.940.295, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 11.492.024 (ver Nota 34.3.a) 6).

El cobro de estas Boletas de Garantías redujo los sobrecostos incurridos con motivo de los incumplimientos al contrato, y que fueron activados en el Proyecto.

Junto con proceder al cobro de las referidas boletas de Garantías, Endesa Chile se ha reservado todos los derechos conferidos al amparo de dicho Contrato y la legislación nacional aplicable para exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Contratista.

Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile ha interpuesto ante la Cámara Internacional de Arbitraje de París una solicitud de arbitraje a fin de hacer efectivos los derechos conferidos al amparo de dicho instrumento (ver Nota 34.3.a) 6).
6. Al cierre del ejercicio 2012, nuestra filial Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. registró una pérdida por deterioro por M\$ 12.578.098, vigente a la fecha, con el propósito de ajustar el valor libro de sus Propiedades, plantas y equipos a su valor recuperable (ver Nota 3.d).
7. Al cierre del ejercicio 2014, Endesa Chile S.A. registró una provisión por deterioro por M\$ 12.581.947 relacionada con el proyecto Punta Alcalde. Esta provisión surge como consecuencia de que el proyecto, en su definición actual, no se encuentra totalmente alineado con la estrategia que la compañía está reformulando para el desarrollo de sus proyectos, particularmente en lo relacionado con liderazgo tecnológico, y la sustentabilidad con el medio ambiente y la sociedad. Endesa Chile ha decidido detener el desarrollo del proyecto a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad (ver nota 3.e y 39.3).

Nota 17

Impuestos Diferidos

a) El origen de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	44.338.482	4.029.561	366.977	-	1.450.461	1.679.981	51.865.462
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	573.564	3.699.561	(532.469)	(1.716)	6.332.662	3.972.077	14.043.679
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	1.041	1.778.058	(348.587)	-	-	1.430.512
Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (*)	-	879.716	-	-	537.933	974.882	2.392.531
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(2.365.601)	(63.966)	(55.491)	12.753	-	86.414	(2.385.891)
Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	(29.583)	(1.761)	-	(1.448.281)	(1.142.270)	(2.621.895)
Otros incrementos (decrementos)	(135.956)	(726.918)	(1.061.674)	391.810	(2.020.937)	(2.796.014)	(6.349.689)
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	42.410.489	7.789.412	493.640	54.260	4.851.838	2.775.070	58.374.709

Impuestos Diferidos de Activos	Impuestos diferidos de Activos relativos a						Impuestos Diferidos de Activos
	Depreciaciones	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Pérdidas fiscales	Otros	
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	47.982.561	3.868.511	471.979	-	8.368.959	1.109.261	61.801.271
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.213.098)	597.078	(515.971)	-	(9.824.726)	(1.398.992)	(12.355.709)
Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	(418.615)	-	708.258	-	-	-	289.643
Diferencia de conversión de moneda extranjera	128.591	12.459	(954)	559	-	(96.200)	44.455
Otros incrementos (decrementos)	(2.140.957)	(448.487)	(296.335)	(559)	2.906.228	2.065.912	2.085.802
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	44.338.482	4.029.561	366.977	-	1.450.461	1.679.981	51.865.462

(*) Ver Nota 5.c.

		Impuestos diferidos de Pasivos relativos a					
Impuestos Diferidos de Pasivos		Depreciaciones	Provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros	Otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014		290.656.226	20.222	-	4.104.129	10.908.943	305.689.520
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(26.734.119)	379	368	(4.687.449)	14.414.523	(17.006.298)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	(3.674)	665.247	(1.306)	660.267
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (*)	27.088.856	-	-	-	1.834.311	28.923.167
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.540.966	(307.279)	-	13.619	(813.443)	13.433.863
	Transferencias a (desde) Activos No Corrientes y Grupos en Desapropiación Mantenidos para la Venta	-	-	-	-	-	-
	Otros incrementos (decrementos)	56.018.473	328.231	3.306	67.516	2.201.918	58.619.444
Saldo final al 31 de diciembre de 2014		361.570.402	41.553	-	163.062	28.544.946	390.319.963

		Impuestos diferidos de Pasivos relativos a				Impuestos Diferidos de Pasivos	
		Depreciaciones	provisiones	Obligaciones por beneficios post-empleo	Revaluaciones de instrumentos financieros		Otros
Impuestos Diferidos de Pasivos							
Movimientos	Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	304.780.129	-	-	5.380.041	10.116.930	320.277.100
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(16.864.406)	20.099	(10.491)	937.186	963.333	(14.954.279)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	2.359	(2.213.576)	(61.684)	(2.272.901)
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(455.085)	498	-	575	(1.817.043)	(2.271.055)
	Otros incrementos (decrementos)	3.195.588	(375)	8.132	(97)	1.707.407	4.910.655
	Saldo final al 31 de diciembre de 2013	290.656.226	20.222	-	4.104.129	10.908.943	305.689.520

(*) Ver Nota 5.c.

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

- b) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M\$ 9.087.377 y M\$ 20.174.721, respectivamente (ver Nota 3.o).

Endesa Chile no ha registrado el impuesto diferido de pasivo asociado con utilidades no distribuidas de las filiales y negocios conjuntos, 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 subsidiarias y negocios conjuntos, para los cuales no se han reconocido en el balance pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 395.525.524 (M\$ 410.670.845 al 31 de diciembre de 2013).

Las sociedades del grupo se encuentran potencialmente sujetas a auditorías tributarias al impuesto a las ganancias por parte de las autoridades tributarias de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones.

Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

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

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

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de Otros Resultados Integrales:

	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013			31 de diciembre de 2012		
	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\$	Importe antes de Impuestos M\$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M\$	Importe después de Impuestos M\$
Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales									
Activos financieros disponibles para la venta	(6.042)	1.306	(4.736)	109	(22)	87	582	(235)	346
Cobertura de flujo de caja	(138.419.154)	34.120.329	(104.298.825)	(80.955.947)	14.235.483	(66.720.464)	51.904.650	(19.893.304)	32.011.346
Ajustes por conversión	(8.365.502)	-	(8.365.502)	(18.023.501)	-	(18.023.501)	(126.559.183)	-	(126.559.183)
Ajustes de asociadas y negocios conjuntos	11.478.398	-	11.478.398	10.923.982	-	10.923.982	158.675	-	158.675
Ganancias (Pérdidas) actuariales definidas como beneficios de planes de pensiones"	(4.680.070)	1.929.441	(2.750.629)	(3.618.423)	990.340	(2.628.083)	(4.355.056)	801.138	(3.553.917)
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(139.992.370)	36.051.076	(103.941.294)	(91.673.780)	15.225.801	(76.447.979)	(78.850.332)	(19.092.401)	(97.942.733)

- c) Con fecha 29 de septiembre de 2014, se publicó 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 establece la sustitución del sistema tributario actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el sistema de renta atribuida y el sistema parcialmente integrado.

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

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

De acuerdo a lo indicado en nota 3.o) y asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que ese es el sistema que por defecto deben aplicar las sociedades anónimas y que no se ha celebrado una Junta Extraordinaria de Accionistas que haya acordado adoptar el sistema alternativo, Endesa Chile ha reconocido las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos, que se producen como efecto directo del incremento en la tasa de impuestos de primera categoría, directamente en Patrimonio. En concreto, al 31 de diciembre de 2014 el cargo neto registrado en el Patrimonio de Endesa Chile ascendió a M\$ 59.895.467, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M\$ 58.529.578.

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

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

Las filiales colombianas producto de este incremento en las tasas, han reconocido al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 1.766.932.

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

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

Las filiales peruanas producto de este incremento en las tasas, han reconocido al 31 de diciembre de 2014 las variaciones en sus activos y pasivos por impuestos diferidos. El cargo neto a resultados fue de una utilidad de M\$ 18.906.796.

Nota 18

Otros Pasivos Financieros

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Otros pasivos financieros				
Préstamos que devengan intereses	287.550.354	1.790.657.084	349.285.334	1.535.382.432
Instrumentos derivados de cobertura (*)	681.811	28.758.801	1.590.779	900.927
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.526.798	6.286.982	164.983	-
Otros pasivos financieros	-	-	2.692.425	4.479.250
Total	290.758.963	1.825.702.867	353.733.521	1.540.762.609

(*) Ver Nota 20.2.a.

(**) Ver Nota 20.2.b.

Préstamos que Devengan Intereses

18.1 Detalle del Rubro de Corto y Largo Plazo al 31 de Diciembre de 2014 y 2013

Clases de Préstamos que Acumulan (Devengan) Intereses	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Préstamos bancarios	34.908.368	158.762.494	139.167.439	144.138.738
Obligaciones no garantizadas	236.367.105	1.556.488.063	96.158.257	1.346.203.508
Obligaciones garantizadas	-	-	4.828.233	-
Arrendamiento financiero	9.905.451	39.376.602	6.527.918	42.616.954
Otros préstamos	6.369.430	36.029.925	102.603.487	2.423.232
Total	287.550.354	1.790.657.084	349.285.334	1.535.382.432

18.2 Desglose por Monedas y Vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de Diciembre de 2014 y 2013

- Resumen de Préstamos Bancarios por Monedas y Vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				
					Vencimiento		Total	Vencimiento				
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	6,32%	3,66%	Sin Garantía	-	1.007.362	1.007.362	-	-	-	-	-
Chile	CH\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	1.338	-	1.338	-	-	-	-	-
Perú	US\$	3,02%	3,42%	Sin Garantía	2.472.247	8.382.913	10.855.160	38.628.554	17.850.471	16.254.959	255.432	-
Argentina	US\$	13,33%	13,02%	Sin Garantía	11.451.387	2.126.669	13.578.056	1.022.595	-	-	-	1.022.595
Argentina	\$ Arg	37,26%	37,42%	Sin Garantía	2.861.876	6.395.181	9.215.057	6.999.683	-	-	-	6.999.683
Colombia	\$ Col	7,78%	7,63%	Sin Garantía	-	209.395	209.395	-	-	-	-	77.750.800
Total					16.786.848	18.121.520	34.908.368	46.650.832	17.850.471	16.254.959	255.432	77.750.800

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente				
					Vencimiento		Total	Vencimiento				
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$
Chile	US\$	1,77%	1,77%	Sin Garantía	403.872	106.087.194	106.491.066	858.299	-	-	-	-
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	Sin Garantía	-	176	176	-	-	-	-	-
Perú	US\$	2,78%	2,78%	Sin Garantía	2.676.462	2.785.037	5.461.499	8.394.485	13.644.318	14.563.037	13.182.334	-
Argentina	US\$	9,31%	9,31%	Sin Garantía	6.425.910	4.853.256	11.279.166	1.617.752	-	-	-	1.617.752
Argentina	\$ Arg	28,22%	28,22%	Sin Garantía	13.579.212	2.168.081	15.747.293	8.913.225	-	-	-	8.913.225
Colombia	\$ Col	6,95%	6,84%	Sin Garantía	-	188.239	188.239	-	-	-	-	82.965.288
Total					23.085.456	116.081.983	139.167.439	19.783.761	13.644.318	14.563.037	13.182.334	82.965.288

- Medición y Jerarquía de los Valores Razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corriente y no corriente al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 189.554.750 (M\$ 257.150.881 al 31 de diciembre 2013), respectivamente. En ambos ejercicios, han sido clasificados como valores razonables nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.g).

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	12/2014		
									Corriente		
									Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	4,08%	3,93%	Trimestral	260.672	564.193	824.865
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	3,07%	2,97%	Trimestral	395.746	1.137.486	1.533.232
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	3,48%	3,40%	Trimestral	287.425	766.306	1.053.731
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	0,76%	0,78%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	3,48%	3,36%	Trimestral	1.516.649	5.914.928	7.431.577
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	0,98%	0,96%	Al Vencimiento	11.755	-	11.755
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	7,88%	7,73%	Al Vencimiento	-	55.892	55.892
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	7,68%	7,54%	Al Vencimiento	-	153.503	153.503
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	6,32%	5,98%	Semestral	-	1.007.362	1.007.362
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	6,00%	6,00%	Mensual	1.338	-	1.338
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Banco Santander C.H. SA Chile	E.E.U.U.	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	EDC	E.E.U.U.	1,42%	1,34%	Semestral	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	The Bank of Tokyo-Mitsubishi, Ltd.	E.E.U.U.	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Scotiabank & Trust Cayman Ltd	Cayman Islands	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Mercantil Commercebank	E.E.U.U.	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.030.000-7	Banco del Estado de Chile	Chile	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	30,40%	30,40%	Al Vencimiento	710.351	-	710.351
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad	Argentina	25,59%	23,00%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	35,75%	42,24%	Al Vencimiento	-	800.033	800.033
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	37,50%	44,68%	Al Vencimiento	-	302.809	302.809
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Nación Argentina	Argentina	18,85%	20,57%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	32,00%	37,14%	Al Vencimiento	-	185.138	185.138
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	36,00%	42,59%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	35,00%	41,21%	Al Vencimiento	-	289.401	289.401
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	32,50%	37,81%	Al Vencimiento	-	955.718	955.718
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	13,25%	13,92%	Trimestral	-	2.126.669	2.126.669
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	36,00%	42,59%	Trimestral	-	324.772	324.772
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	33,89%	30,63%	Al Vencimiento	1.461.573	-	1.461.573
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	13,35%	12,73%	Trimestral	5.725.691	-	5.725.691
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	13,35%	12,73%	Trimestral	2.862.848	-	2.862.848
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	13,35%	12,73%	Trimestral	2.862.848	-	2.862.848
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	33,70%	29,25%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	41,43%	36,19%	Trimestral	158.689	813.581	972.270
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	41,43%	36,19%	Trimestral	144.890	742.835	887.725
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	41,43%	36,19%	Trimestral	137.990	707.462	845.452
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	41,43%	36,19%	Trimestral	48.297	247.612	295.909
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	41,43%	36,19%	Trimestral	20.699	106.119	126.818
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	41,43%	36,19%	Trimestral	179.387	919.701	1.099.088
Total				M\$							34.908.368

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

12/2014							12/2013									
No Corriente							Corriente			No Corriente						
	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	
	752.258	752.258	15.233.217	-	-	16.737.733	228.354	488.235	716.589	650.979	650.980	650.980	13.182.334	-	15.135.273	
	1.516.648	1.516.648	-	-	-	3.033.296	348.176	984.344	1.332.520	1.312.459	1.312.458	1.312.456	-	-	3.937.373	
	1.021.742	1.021.742	1.021.742	255.432	-	3.320.658	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	2.099.932	-	2.099.932	-	-	-	-	-	-	
	13.498.170	14.559.823	-	-	-	28.057.993	-	1.312.458	1.312.458	6.431.047	11.680.880	12.599.601	-	-	30.711.528	
	21.839.736	-	-	-	-	21.839.736	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	20.393.652	20.393.652	-	50.016	50.016	-	-	-	-	21.761.387	21.761.387	
	-	-	-	-	57.357.148	57.357.148	-	138.223	138.223	-	-	-	-	61.203.901	61.203.901	
	-	-	-	-	-	-	-	883.679	883.679	858.299	-	-	-	-	858.299	
	-	-	-	-	-	-	-	176	176	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	-	17.296.605	17.296.605	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	380.556	375.606	756.162	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	-	17.296.605	17.296.605	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	23.316	26.206.977	26.230.293	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	-	10.482.791	10.482.791	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	-	33.544.931	33.544.931	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	798.209	-	798.209	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	99.258	-	99.258	-	-	-	-	-	-	
	853.856	-	-	-	-	853.856	2.530.765	-	2.530.765	-	-	-	-	-	-	
	350.571	-	-	-	-	350.571	1.075.305	-	1.075.305	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	531.359	-	531.359	-	-	-	-	-	-	
	215.736	-	-	-	-	215.736	658.713	-	658.713	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	1.154.665	-	1.154.665	-	-	-	-	-	-	
	337.088	-	-	-	-	337.088	1.031.807	-	1.031.807	-	-	-	-	-	-	
	1.113.199	-	-	-	-	1.113.199	3.450.479	-	3.450.479	-	-	-	-	-	-	
	1.022.595	-	-	-	-	1.022.595	3.155.920	-	3.155.920	-	-	-	-	-	-	
	377.538	-	-	-	-	377.538	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	1.651.420	-	1.651.420	-	-	-	-	-	-	
	-	-	-	-	-	-	1.634.992	2.426.628	4.061.620	808.876	-	-	-	-	808.876	
	-	-	-	-	-	-	817.499	1.213.314	2.030.813	404.438	-	-	-	-	404.438	
	-	-	-	-	-	-	817.499	1.213.314	2.030.813	404.438	-	-	-	-	404.438	
	-	-	-	-	-	-	161.254	-	161.254	-	-	-	-	-	-	
	862.890	-	-	-	-	862.890	100.275	498.659	598.934	2.050.042	-	-	-	-	2.050.042	
	787.856	-	-	-	-	787.856	91.555	455.297	546.852	1.871.777	-	-	-	-	1.871.777	
	750.339	-	-	-	-	750.339	87.195	433.616	520.811	1.782.645	-	-	-	-	1.782.645	
	262.618	-	-	-	-	262.618	30.519	151.766	182.285	623.926	-	-	-	-	623.926	
	112.552	-	-	-	-	112.552	13.080	65.042	78.122	267.397	-	-	-	-	267.397	
	975.440	-	-	-	-	975.440	113.354	563.701	677.055	2.317.438	-	-	-	-	2.317.438	
	158.762.494						139.167.439			144.138.738						

18.3 Desglose por Monedas y Vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de Diciembre de 2014 y 2013

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por Monedas y Vencimientos

					Corriente			No Corriente					
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2014 M\$
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía									
Chile	US\$	7,55%	7,24%	Sin Garantía	10.600.825	123.527.558	134.128.383	-	-	-	-	419.950.580	419.950.580
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.562.506	6.562.506	5.122.437	5.122.437	5.122.437	27.510.710	263.190.670	306.068.691
Perú	US\$	7,01%	6,89%	Sin Garantía	4.852.113	-	4.852.113	12.133.186	-	6.066.593	4.953.980	12.133.186	35.286.945
Perú	Soles	6,40%	6,30%	Sin Garantía	156.702	8.008	164.710	-	-	-	5.074.099	5.074.099	10.148.198
Colombia	\$ Col	8,07%	7,90%	Sin Garantía	90.659.393	-	90.659.393	-	43.326.710	55.611.108	92.241.270	593.854.561	785.033.649
Total					106.269.033	130.098.072	236.367.105	17.255.623	48.449.147	66.800.138	129.780.059	1.294.203.096	1.556.488.063

País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente					Total No Corriente al 31/12/2013 M\$
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013 M\$	Vencimiento					
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
Chile	US\$	8,11%	7,99%	Sin Garantía	9.165.715	-	9.165.715	104.458.309	-	-	-	159.088.295	263.546.604
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	Sin Garantía	-	6.273.391	6.273.391	4.848.388	4.848.388	4.848.388	4.848.388	274.591.313	293.984.865
Perú	US\$	7,01%	6,89%	Sin Garantía	862.593	5.164.073	6.026.666	3.336.269	10.499.668	-	5.249.833	14.786.682	33.872.452
Perú	Soles	6,59%	6,48%	Sin Garantía	5.655.132	3.763.999	9.419.131	-	-	-	-	9.391.474	9.391.474
Colombia	\$ Col	7,32%	7,19%	Sin Garantía	39.022.019	26.251.335	65.273.354	68.210.526	-	46.227.482	59.334.333	571.635.772	745.408.113
Total					54.705.459	41.452.798	96.158.257	180.853.492	15.348.056	51.075.870	69.432.554	1.029.493.536	1.346.203.508

18.4 Desglose por Monedas y Vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de Diciembre de 2014 y 2013

-Resumen de Obligaciones Garantizadas por Monedas y Vencimientos

Al 31 de diciembre de 2014 no existen obligaciones garantizadas vigentes y al 31 de diciembre de 2013 las obligaciones garantizadas son las siguientes:

					Corriente		No Corriente						
					Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2013 M\$	Vencimiento					Total No Corriente al 31/12/2013 M\$
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía									
Perú	Soles	6,25%	6,16%	Con Garantía	4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-	-	-
Total					4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-	-	-

- Medición y Jerarquía de los Valores Razonables

El valor razonable de las obligaciones con el público corriente y no corriente, garantizadas y no garantizadas, al 31 de diciembre de 2014 asciende a M\$ 1.959.415.197 (M\$ 1.784.141.097 al 31 de diciembre de 2013). En ambos períodos, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sobre la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	12/2014		
										Corriente		Total Corriente M\$
										Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	8.008	8.008
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	156.702	-	156.702
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	165.699	-	165.699
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	171.325	-	171.325
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	3.977.405	-	3.977.405
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	184.210	-	184.210
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	100.099	-	100.099
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	165.694	-	165.694
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No	87.681	-	87.681
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,54%	5,43%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,21%	7,97%	No	54.029.298	-	54.029.298
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,21%	7,97%	No	10.288.151	-	10.288.151
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	8,33%	8,33%	No	3.361.512	-	3.361.512
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	\$ Col	8,97%	8,69%	No	530.887	-	530.887
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	\$ Col	9,29%	8,99%	No	190.004	-	190.004
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,10%	8,80%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	9,00%	8,71%	No	1.307.418	-	1.307.418
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,30%	9,00%	No	547.749	-	547.749
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	2.180.810	-	2.180.810
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	15.671.786	-	15.671.786
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	6,65%	6,49%	No	282.892	-	282.892
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	6,77%	6,60%	No	191.716	-	191.716
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	8,17%	7,93%	No	455.387	-	455.387
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	7,40%	7,20%	No	174.976	-	174.976
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	7,40%	7,20%	No	56.716	-	56.716
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	7,30%	7,10%	No	403.310	-	403.310
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	6,97%	6,79%	No	443.930	-	443.930
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	6,54%	6,39%	No	295.149	-	295.149
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	6,54%	6,39%	No	247.702	-	247.702
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	4.098.882	-	4.098.882
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	1.310.741	-	1.310.741
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	830.186	-	830.186
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	4.361.016	121.350.000	125.711.016
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	5,30%	4,25%	No	-	2.177.558	2.177.558
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	-	6.054.055	6.054.055
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	-	508.451	508.451
Total				M\$						236.367.105		

En anexo N° 4, letra b), se desglosa un detalle de la estimación de flujos futuros de caja (no descontados) que el Grupo deberá desembolsar respecto a las obligaciones garantizadas y no garantizadas arriba mencionados.

	12/2014							12/2013							
	No Corriente					Total No Corriente M\$	Corriente		Total Corriente M\$	No Corriente					Total No Corriente M\$
	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
	-	-	-	-	-	-	4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	5.425.591	-	5.425.591	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	5.074.099	5.074.099	-	7.410	7.410	-	-	-	-	4.695.737	4.695.737
	-	-	-	5.074.099	-	5.074.099	145.018	-	145.018	-	-	-	-	4.695.737	4.695.737
	-	-	-	-	-	-	84.523	3.756.589	3.841.112	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593	143.391	-	143.391	-	-	-	-	5.249.834	5.249.834
	-	-	-	-	-	-	-	5.164.073	5.164.073	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	4.953.980	-	4.953.980	148.259	-	148.259	-	-	-	-	4.287.014	4.287.014
	-	-	-	-	-	-	105.649	-	105.649	3.336.269	-	-	-	-	3.336.269
	6.066.593	-	-	-	-	6.066.593	159.409	-	159.409	-	5.249.834	-	-	-	5.249.834
	6.066.593	-	-	-	-	6.066.593	86.622	-	86.622	-	5.249.834	-	-	-	5.249.834
	-	-	6.066.593	-	-	6.066.593	143.386	-	143.386	-	-	-	5.249.833	-	5.249.833
	-	-	-	-	6.066.593	6.066.593	75.877	-	75.877	-	-	-	-	5.249.834	5.249.834
	-	-	-	-	-	-	13.546.078	-	13.546.078	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	410.041	-	410.041	57.333.471	-	-	-	-	57.333.471
	-	-	-	-	-	-	78.103	-	78.103	10.877.055	-	-	-	-	10.877.055
	-	43.326.710	-	-	-	43.326.710	2.793.820	-	2.793.820	-	-	46.227.482	-	-	46.227.482
	-	-	-	40.793.373	-	40.793.373	452.160	-	452.160	-	-	-	-	43.524.534	43.524.534
	-	-	-	-	14.144.897	14.144.897	163.078	-	163.078	-	-	-	-	15.091.913	15.091.913
	-	-	-	-	-	-	-	26.251.335	26.251.335	-	-	-	-	-	-
	-	-	55.611.108	-	-	55.611.108	1.116.939	-	1.116.939	-	-	-	59.334.333	-	59.334.333
	-	-	-	-	22.830.628	22.830.628	470.239	-	470.239	-	-	-	-	24.359.164	24.359.164
	-	-	-	-	22.942.859	22.942.859	2.327.070	-	2.327.070	-	-	-	-	24.481.561	24.481.561
	-	-	-	-	163.885.784	163.885.784	16.722.841	-	16.722.841	-	-	-	-	174.754.259	174.754.259
	-	-	-	-	76.406.981	76.406.981	222.497	-	222.497	-	-	-	-	81.524.318	81.524.318
	-	-	-	-	50.934.262	50.934.262	151.650	-	151.650	-	-	-	-	54.347.606	54.347.606
	-	-	-	-	92.464.960	92.464.960	379.429	-	379.429	-	-	-	-	98.661.277	98.661.277
	-	-	-	38.854.059	-	38.854.059	142.037	-	142.037	-	-	-	-	41.454.410	41.454.410
	-	-	-	12.593.838	-	12.593.838	46.037	-	46.037	-	-	-	-	13.436.730	13.436.730
	-	-	-	-	41.380.613	41.380.613	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	47.472.761	47.472.761	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	33.378.162	33.378.162	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	28.012.654	28.012.654	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	123.713.346	123.713.346	3.543.987	-	3.543.987	-	-	-	-	106.741.471	106.741.471
	-	-	-	-	42.390.409	42.390.409	1.133.296	-	1.133.296	-	-	-	-	36.596.392	36.596.392
	-	-	-	-	18.905.448	18.905.448	717.798	-	717.798	-	-	-	-	15.750.432	15.750.432
	-	-	-	-	-	-	3.770.634	-	3.770.634	104.458.309	-	-	-	-	104.458.309
	-	-	-	-	234.941.377	234.941.377	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5.122.437	5.122.437	5.122.437	5.122.437	42.939.415	63.429.163	-	5.792.134	5.792.134	4.848.388	4.848.388	4.848.388	4.848.388	45.132.233	64.525.785
	-	-	-	22.388.273	220.251.255	242.639.528	-	481.257	481.257	-	-	-	-	229.459.080	229.459.080
	1.556.488.063						100.986.490			1.346.203.508					

- Individualización de Arrendamiento Financiero por Deudor

								12/2014		
								Corriente		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	-	1.470.563	1.470.563
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	1,98%	2.122.504	6.312.384	8.434.888
Total M\$										9.905.451

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

- Individualización de Otros Préstamos por Deudor

								12/2014		
								Corriente		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	2.391.399	2.391.399
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	-	3.099.889	3.099.889
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,33%	-	331.928	331.928
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,54%	32.719	-	32.719
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US\$	0,78%	513.495	-	513.495
Total M\$										6.369.430

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

18.5 Deuda de Cobertura

De la deuda en dólares de Endesa Chile al 31 de diciembre de 2014, M\$ 761.130.114 están relacionados a la cobertura de los flujos de caja futuros por los ingresos de la actividad del Grupo que están vinculados al dólar (véase Nota 3.I). Al 31 de diciembre de 2013 dichos montos ascendía a M\$ 754.177.869.

El movimiento al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 en el rubro "Patrimonio total: Reservas de Coberturas" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

RESERVAS DE COBERTURAS	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio	2.365.784	57.592.447	42.149.742
Diferencias de cambio registradas en patrimonio neto	(53.502.315)	(41.334.780)	30.348.917
Imputación de diferencias de cambio a ganancias (pérdidas)	(13.702.067)	(13.763.582)	(14.713.619)
Diferencias de conversión	308.388	(128.301)	(192.593)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos)	(64.530.211)	2.365.784	57.592.447

18.6 Otros Aspectos

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, Endesa Chile disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional por M\$ 200.530.219 y M\$ 153.458.192 respectivamente.

12/2014						12/2013								
No Corriente						Corriente			No Corriente					
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$
2.427.000	1.566.150	1.667.950	1.776.367	10.215.436	17.652.903	-	1.193.881	1.193.881	1.271.483	1.354.129	1.442.148	1.535.887	10.930.941	16.534.588
8.416.512	13.307.187	-	-	-	21.723.699	1.347.864	3.986.173	5.334.037	7.283.379	7.283.379	11.515.608	-	-	26.082.366
39.376.602						6.527.918			42.616.954					

12/2014						12/2013								
No Corriente						Corriente			No Corriente					
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$
7.362.677	7.362.678	7.362.678	4.532.769	-	26.620.802	73.993.677	-	73.993.677	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	22.907.475	-	22.907.475	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	3.249.165	2.171.469	5.420.634	1.447.643	-	-	-	-	1.447.643
-	-	-	-	-	-	-	281.066	281.066	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	975.589	-	-	-	-	975.589
9.409.123	-	-	-	-	9.409.123	635	-	635	-	-	-	-	-	-
36.029.925						102.603.487			2.423.232					

Nota 19

Política de Gestión de Riesgos

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

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

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

19.1 Riesgo de Tasa de Interés

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés, el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 67% al 31 de diciembre de 2014.

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

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

Posición neta:

	31/12/14 %	31/12/13 %
Tasa de interés fijo	67%	71%
Tasa de interés variable	33%	29%
Total	100%	100%

19.2 Riesgo de Tipo de Cambio

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

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

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

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

19.3 Riesgo de “Commodities”

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2014 habían operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015. Al 31 de diciembre de 2013, no habían operaciones vigentes de derivados de commodities.

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

19.4 Riesgo de Liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros (ver notas 18, 20 y anexo N° 4 respectivamente).

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Endesa Chile presenta una liquidez de M\$ 336.628.803 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 200.530.219 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Endesa Chile tenía una liquidez de M\$ 323.807.379 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 153.458.192 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

19.5 Riesgo de Crédito

El Grupo Endesa Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por Cobrar Comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

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

Activos de Carácter Financiero:

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

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

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

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

19.6 Medición del Riesgo

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

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

- Deuda financiera.
- Derivados de cobertura para Deuda, Dividendos y Proyectos.

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

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

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Bootstrapping. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de las posibles variaciones de valor razonable de la cartera en un día.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	Saldo al	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Tasa de interés	20.291.690	8.035.082
Tipo de cambio	2.632.675	2.205.128
Correlación	(3.443.888)	(3.291.060)
Total	19.480.477	6.949.150

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante los ejercicios 2014 y 2013 en función del inicio/vencimiento de las operaciones a lo largo de cada ejercicio.

Nota 20

Instrumentos Financieros

20.1 Clasificación de Instrumentos Financieros por Naturaleza y Categoría

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

31 de diciembre de 2014						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	2.958.770	-	-	-	-	1.221.342
Otros activos de carácter financiero	-	-	20.669.908	514.497.938	-	-
Total corriente	2.958.770	-	20.669.908	514.497.938	-	1.221.342
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.203.002	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	-	3.711.802
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	141.216.512	-	-
Total no corriente	22.002	-	-	141.216.512	4.203.002	3.711.802
Total	2.980.772	-	20.669.908	655.714.450	4.203.002	4.933.144

31 de diciembre de 2013						
	Activos financieros mantenidos para negociar M\$	Activos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Inversiones a mantener hasta el vencimiento M\$	Préstamos y cuentas por cobrar M\$	Activos financieros disponible para la venta M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	-	-
Instrumentos derivados	2.063.414	-	-	-	-	21.128.524
Otros activos de carácter financiero	-	-	944.540	440.784.801	-	-
Total corriente	2.063.414	-	944.540	440.784.801	-	21.128.524
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.043.782	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	16.507
Otros activos de carácter financiero	-	-	-	131.597.410	-	-
Total no corriente	-	-	-	131.597.410	4.043.782	16.507
Total	2.063.414	-	944.540	572.382.211	4.043.782	21.145.031

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

31 de diciembre de 2014				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	287.550.354	-
Instrumentos derivados	2.526.798	-	-	681.811
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	929.823.592	-
Total corriente	2.526.798	-	1.217.373.946	681.811
Préstamos que devengan interés	-	-	1.790.657.084	-
Instrumentos derivados	6.286.982	-	-	28.758.801
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	3.711.078	-
Total no corriente	6.286.982	-	1.794.368.162	28.758.801
Total	8.813.780	-	3.011.742.108	29.440.612

31 de diciembre de 2013				
	Pasivos financieros mantenidos para negociar M\$	Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados M\$	Préstamos y cuentas por pagar M\$	Derivados financieros de cobertura M\$
Préstamos que devengan interés	-	-	351.977.759	-
Instrumentos derivados	164.983	-	-	1.590.779
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	760.841.156	-
Total corriente	164.983	-	1.112.818.915	1.590.779
Préstamos que devengan interés	-	-	1.539.861.682	-
Instrumentos derivados	-	-	-	900.927
Total no corriente	-	-	1.539.861.682	900.927
Total	164.983	-	2.652.680.597	2.491.706

20.2 Instrumentos Derivados

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

La Sociedad clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y Pasivos por Instrumentos Derivados de Cobertura

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las operaciones de derivados financieros, que califican como instrumentos de cobertura, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2014				31 de diciembre de 2013			
	Activo		Pasivo		Activo		Pasivo	
	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$	Corriente M\$	No corriente M\$
Cobertura de tipo de interés:	-	16.166	14.637	582.788	-	6.692	1.215.744	892.361
Cobertura flujos de caja	-	16.166	14.637	582.788	-	6.692	1.215.744	892.361
Cobertura de tipo de cambio:	1.221.342	3.695.636	667.174	28.176.013	21.128.524	9.815	375.035	8.566
Cobertura de flujos de caja	1.221.342	3.695.636	667.174	28.176.013	21.128.524	9.815	375.035	8.566
Total	1.221.342	3.711.802	681.811	28.758.801	21.128.524	16.507	1.590.779	900.927

- Información General Relativa a Instrumentos Derivados de Cobertura

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

Detalle de Instrumentos de Cobertura	Descripción de Instrumento de Cobertura	Descripción de Instrumentos contra los que se cubre	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31/12/14 M\$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31/12/13 M\$	Naturaleza de Riesgos que están cubiertos
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	(581.259)	(2.101.413)	Flujo de caja
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(23.926.209)	20.754.738	Flujo de caja

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al cierre de los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por ineffectividad.

b) Activos y Pasivos por Instrumentos Derivados a Valor Razonable con Cambios en Resultados

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las operaciones de derivados financieros, que se registran a valor razonable con cambios en resultados, implicaron reconocer en el estado de situación financiera activos y pasivos de acuerdo al siguiente detalle:

	31 de diciembre de 2014				31 de diciembre de 2013			
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$	Corriente M\$	No Corriente M\$
Instrumentos derivados no cobertura	2.958.770	2.526.798	22.002	6.286.982	2.063.414	164.983	-	-

c) Otros Antecedentes sobre los Instrumentos Derivados:

A continuación se presenta un detalle de los derivados financieros contratados por el Grupo al 31 de diciembre de 2014 y 2013, su valor razonable y el desglose por vencimiento, de los valores nominales o contractuales:

	31 de diciembre de 2014							
	Valor nominal							
	Valor razonable	Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Posterior M\$	Total M\$
Derivados financieros								
Cobertura de tipo de interés:	(581.259)	7.702.083	7.702.083	11.296.190	-	-	-	26.700.356
Cobertura de flujos de caja	(581.259)	7.702.083	7.702.083	11.296.190	-	-	-	26.700.356
Cobertura de tipo de cambio:	(23.926.209)	7.029.775	-	-	-	260.451.370	-	267.481.145
Cobertura de flujos de caja	(23.926.209)	7.029.775	-	-	-	260.451.370	-	267.481.145
Derivados no designados contablemente de cobertura	(5.833.008)	87.814.734	46.908.791	45.078.924	19.426.499	-	-	199.228.948
Total	(30.340.476)	102.546.592	54.610.874	56.375.114	19.426.499	260.451.370	-	493.410.449

	31 de diciembre de 2013							
	Valor nominal							
	Valor razonable	Antes de 1 Año M\$	1 - 2 Años M\$	2 - 3 Años M\$	3 - 4 Años M\$	4 - 5 Años M\$	Posterior M\$	Total M\$
Derivados financieros								
Cobertura de tipo de interés:	(2.101.413)	110.136.027	6.659.398	6.659.398	9.766.945	-	-	133.221.768
Cobertura de flujos de caja	(2.101.413)	110.136.027	6.659.398	6.659.398	9.766.945	-	-	133.221.768
Cobertura de tipo de cambio:	20.754.738	229.800.552	1.041.243	-	-	-	-	230.841.795
Cobertura de flujos de caja	20.754.738	229.800.552	1.041.243	-	-	-	-	230.841.795
Derivados no designados contablemente de cobertura	1.898.431	128.427.671	-	-	-	-	-	128.427.671
Total	20.551.756	468.364.250	7.700.641	6.659.398	9.766.945	-	-	492.491.234

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

20.3 Jerarquías del Valor Razonable

- a) Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Notas 3.f.5.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable 31 de diciembre de 2014 y 2013:

		Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31/12/14 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	4.933.144	-	4.933.144	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.980.772	-	2.980.772	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	331.550	331.550	-	-
Total	8.245.466	331.550	7.913.916	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.440.612	-	29.440.612	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.813.780	-	8.813.780	-
Total	38.254.392	-	38.254.392	-

		Valor razonable medido al final del ejercicio de reporte utilizando:		
	31/12/13 M\$	Nivel 1 M\$	Nivel 2 M\$	Nivel 3 M\$
Instrumentos financieros medidos a valor razonable				
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	21.145.031	-	21.145.031	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	2.063.414	-	2.063.414	-
Activos financiero disponible para la venta largo plazo	6.468	6.468	-	-
Total	23.214.913	6.468	23.208.445	-
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	2.491.706	-	2.491.706	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	164.983	-	164.983	-
Total	2.656.689	-	2.656.689	-

- b) A continuación se detalla una conciliación entre los saldos de apertura y cierre, para aquellos instrumentos financieros cuya valorización a valor razonable califica como Nivel 3:

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M\$
Saldo al 01 de enero de 2013	2.022.260
Ganancia imputada en resultado financiero	(2.022.260)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	-
Ganancia imputada en resultado financiero	-
Saldo al 31 de diciembre de 2014	-

El valor razonable del Nivel 3 ha sido determinado mediante la aplicación de un método tradicional de flujos de caja descontados. Las proyecciones de estos flujos de caja consideran algunos supuestos desarrollados internamente, los cuales, en lo fundamental, corresponden a estimaciones de precios y niveles de producción de energía y potencia a firme y de costos de operación y mantenimiento de algunas de nuestras centrales.

Ninguno de los posibles escenarios razonables previsible de las hipótesis indicadas en el párrafo anterior, daría como resultado un cambio significativo en el valor razonable de los instrumentos financieros incluidos en este nivel.

Nota 21

Cuentas por Pagar Comerciales y Otras Cuentas por Pagar

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Acreedores comerciales	106.970.790	97.750.747	-	-
Otras cuentas por pagar	585.327.556	350.176.245	3.711.078	-
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	692.298.346	447.926.992	3.711.078	-

El detalle de los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 es el siguiente:

Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	Corrientes		No corrientes	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Proveedores por compra de energía	71.502.579	74.733.982	-	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	35.468.211	23.016.765	-	-
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	30.076.590	33.175.985	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	283.735.659	188.337.203	-	-
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	182.128.890	73.127.481	-	-
Contrato Mitsubishi (LTSA)	34.214.611	24.837.227	-	-
Otras cuentas por pagar	55.171.806	30.698.349	3.711.078	-
Total acreedores comerciales y otras cuentas por pagar	692.298.346	447.926.992	3.711.078	-

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

El detalle de los pagos al día vencidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se expone en anexo 7.

Nota 22

Otras Provisiones

22.1 Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Provisiones	Corrientes		No corrientes	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Reclamaciones legales	23.866.779	9.025.839	388.126	738.840
Desmantelamiento, restauración (*)	-	-	28.388.046	20.267.967
Provisión proveedores y servicios	1.798.849	1.798.849	-	-
Provisión Medio Ambiente	6.689.829	12.139.002	77.383	-
Otras provisiones	5.996.531	7.377.470	-	-
Total	38.351.988	30.341.160	28.853.555	21.006.807

(*) Ver Nota 3.a.

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2014	9.764.679	20.267.967	21.315.321	51.347.967
Movimientos en Provisiones				
Provisiones Adicionales	-	6.684.278	-	6.684.278
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	(164.004)	-	(528.008)	(692.012)
Provisión Utilizada	(2.361.954)	-	-	(2.361.954)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.205.276	62.493	1.267.769
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(110.904)	230.525	(2.071.722)	(1.952.101)
Otro Incremento (Decremento)	17.127.088	-	(4.215.492)	12.911.596
Total Movimientos en Provisiones	14.490.226	8.120.079	(6.752.729)	15.857.576
Saldo Final al 31 de diciembre de 2014	24.254.905	28.388.046	14.562.592	67.205.543

Movimientos en Provisiones	Por Reclamaciones Legales M\$	Por Desmantelamiento, Restauración M\$	Otras Provisiones M\$	Total M\$
Saldo Inicial al 01 de enero de 2013	5.576.884	19.176.517	18.921.906	43.675.307
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	5.455.657	-	9.297.563	14.753.220
Provisión Utilizada	(168.092)	-	(7.000.661)	(7.168.753)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	1.085.205	54.712	1.139.917
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	(425.371)	6.245	99.135	(319.991)
Otro Incremento (Decremento)	(674.399)	-	(57.334)	(731.733)
Total Movimientos en Provisiones	4.187.795	1.091.450	2.393.415	7.672.660
Saldo Final al 31 de diciembre de 2013	9.764.679	20.267.967	21.315.321	51.347.967

Nota 23.

Obligaciones por Beneficios Post Empleo

23.1 Aspectos Generales

Endesa Chile y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la Nota 3.I.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

Beneficios de Prestación Definida:

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

Otros Beneficios:

- **Quinquenios:** Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.
- **Cesantías:** Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).
- **Premios por antigüedad Perú:** Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva. Dicho beneficio se otorga de acuerdo a la siguiente escala:
 - Por cumplir 5, 10 y 15 años: 1 remuneración básica mensual
 - Por cumplir 20 años: 1 ½ remuneración básica mensual
 - Por cumplir 25, 30, 35 y 40 años: 2 ½ remuneración básica mensual

Beneficios de aportación definida:

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

23.2 Aperturas, Movimientos y Presentación de Estados Financieros

a) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas se resume como sigue:

	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
Obligaciones post empleo	43.461.827	40.868.802
Total	43.461.827	40.868.802
Porción no corriente	43.461.827	40.868.802

b) El movimiento de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Valor actuarial de las Obligaciones post empleo	M\$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	39.672.411
Costo del servicio corriente	1.252.990
Costo por intereses	2.546.022
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	995.219
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	2.623.204
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(502.403)
Contribuciones pagadas	(5.471.428)
Transferencia de personal	(247.213)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	40.868.802
Costo del servicio corriente	1.306.750
Costo por intereses	3.043.960
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	2.177.069
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	2.503.001
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.864.029)
Contribuciones pagadas	(5.554.487)
Costos de servicios pasados	478.603
Transferencia de personal	(692.467)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencia a mantenidos para la venta	(102.423)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	43.461.827

Al 31 de diciembre de 2014, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 43,45% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (37,77% al 31 de diciembre de 2013), un 45,54% con compromisos de prestación definida otorgados por nuestra filial Emgesa, en Colombia (52,65% a 31 de diciembre de 2013), un 9,19% con compromisos de prestación definida otorgados por Grupo EASA, en Argentina (8,02% al 31 de diciembre de 2013) y un 1,82% con compromisos de prestación definida otorgados por Edegel en Perú (1,56% al 31 de diciembre 2013).

Las Compañías del Grupo no realizan contribuciones en fondos destinados a financiar el pago de estos beneficios.

c) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 son los siguientes:

	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales			
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	1.306.750	1.252.990	1.158.442
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	3.043.960	2.546.022	2.675.565
Costo de servicio pasado	478.603	-	-
Total gasto reconocido en el estado de resultados	4.829.313	3.799.012	3.834.007
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	4.680.070	3.618.423	4.355.055
Total gasto reconocido en el estado de resultados integrales	9.509.383	7.417.435	8.189.062

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 2014 y 2013:

	Chile		Colombia		Argentina		Perú	
	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13
Tasas de descuento utilizadas	4,6%	5,4%	7,40%	7,25%	5,50%	5,50%	6,35%	6,80%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,0%	3,0%	4,00%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV 2009	RV 2004	RV 2008	RV 2008	RV 2004	RV 2004	RV 2009	RV 2004

Sensibilización:

Al 31 de diciembre de 2014, 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\$ 3.064.996 (M\$ 2.961.820 al 31 de diciembre de 2013) en caso de un alza en la tasa, y un aumento de M\$ 3.616.170 (M\$ 3.508.902 al 31 de diciembre de 2013) en caso de una baja de la tasa.

Aportaciones Definidas

Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados en Edegel por este concepto al 31 de diciembre de 2014 fue de M\$ 586.839 (M\$ 425.242 al 31 de diciembre de 2013).

Desembolso Futuro

Según la estimación disponible, los desembolsos previstos para atender los planes de prestación definida para el próximo año asciende a M\$ 6.690.715.

Duración de los Compromisos

El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones para el Grupo Endesa corresponde a 13,93 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M\$
1	6.690.715
2	4.422.304
3	3.658.881
4	3.688.282
5	3.637.450
más de 5	22.563.282

Nota 24

Patrimonio Total

24.1 Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora

24.1.1 Capital Suscrito y Pagado y Número de Acciones

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el capital social de Endesa Chile, asciende a M\$ 1.331.714.085 y está representado por 8.201.754.580 acciones de valor nominal totalmente suscritas y pagadas que se encuentran admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Estas cifras no han sufrido ninguna variación durante el ejercicio 2014 y ejercicio 2013.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurrida en los años 1986 y 1994 por un monto de M\$ 206.008.557.

24.1.2 Dividendos

La Junta General de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 15 de Abril de 2013, acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N° 55), y un dividendo adicional, que ascendió a un total de \$21,57628. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 55 ya fue pagado con fecha 31 de enero de 2014, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°56 ascendente a \$17,698562 con fecha 15 de mayo de 2014.

La Junta General de Accionistas de Endesa Chile, celebrada el 22 de Abril de 2014, aprobó como Política de Dividendos, que el directorio espera cumplir durante el ejercicio 2014, distribuir como dividendo definitivo un monto equivalente al 50% de las utilidades líquidas del ejercicio 2014. Además, tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, de hasta un 15% de las utilidades líquidas al 30 de septiembre de 2014, según muestren los estados financieros a dicha fecha, a ser pagados en Enero de 2015.

El dividendo definitivo corresponderá al que defina la junta ordinaria de accionistas, la que se realizará durante el primer cuatrimestre del año 2015.

El cumplimiento del programa antes señalado quedará condicionado, en materia de dividendos, a las utilidades que realmente se obtengan, así como también a los resultados que señalen las proyecciones que periódicamente efectúa la Sociedad, o a la existencia de determinadas condiciones, según corresponda.

A continuación se presentan los dividendos pagados por la Sociedad en los últimos años:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
49	Provisorio	26/1/11	6,42895	2010
50	Definitivo	11/5/11	26,09798	2010
51	Provisorio	19/1/12	5,08439	2011
52	Definitivo	17/5/12	22,15820	2011
53	Provisorio	24/1/13	3,04265	2012
54	Definitivo	9/5/13	11,24302	2012
55	Provisorio	31/1/14	3,87772	2013
56	Definitivo	15/5/14	17,69856	2013

24.2 Reservas por Diferencias de Cambio por Conversión

El detalle por sociedades de las diferencias de cambio por conversión de la controladora, del estado de situación financiera consolidado al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

	31 de diciembre de 2014 M\$	31 de diciembre de 2013 M\$	31 de diciembre de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión acumuladas			
Emgesa	69.075.372	89.562.631	87.759.605
Generandes Perú	69.304.036	38.809.462	38.277.898
Gasatacama	19.881.460	11.075.533	(470.689)
Hidroeléctrica el Chocón	(53.592.631)	(46.868.871)	(34.547.702)
Endesa Argentina	(13.561.202)	(13.287.564)	(11.156.246)
Endesa Costanera	10.185.346	7.083.247	1.207.868
Endesa Brasil	(105.465.588)	(122.479.241)	(96.701.494)
GNL Quintero	(3.824.104)	(5.035.164)	(4.976.893)
Otros	(3.412.559)	(4.469.624)	(4.804.261)
TOTAL	(11.409.870)	(45.609.591)	(25.411.914)

24.3 Gestión del Capital

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

24.4 Restricciones a la Disposición de Fondos de las Filiales

La compañía tiene algunas filiales que deben cumplir con ciertos ratios financieros o covenants, los cuales requieren poseer un nivel mínimo de patrimonio o contienen otras características que restringen la transferencia de activos a la matriz. La participación de la compañía en los activos netos restringidos al 31 de diciembre de 2014 de sus filiales Edegel y Chocón corresponden a M\$ 76.179.011 y M\$ 56.298.520, respectivamente.

24.5 Otras Reservas

Al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, la naturaleza y destino de las Otras Reservas es el siguiente:

	Saldo al 1 de enero de 2014 M\$	Movimiento 2014 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2014 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(45.609.591)	34.199.721	(11.409.870)
Coberturas de flujo de caja	(15.595.990)	(101.963.289)	(117.559.279)
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	3.716	(4.736)	(1.020)
Otras reservas varias	(732.764.785)	13.548.523	(719.216.262)
TOTAL	(793.966.650)	(54.219.781)	(848.186.431)

	Saldo al 1 de enero de 2013 M\$	Movimiento 2013 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M\$
Diferencias de cambio por conversión	(25.411.914)	(20.197.677)	(45.609.591)
Coberturas de flujo de caja	47.991.711	(63.587.701)	(15.595.990)
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	3.629	87	3.716
Otras reservas varias	(728.439.301)	(4.325.484)	(732.764.785)
TOTAL	(705.855.875)	(88.110.775)	(793.966.650)

	Saldo al 1 de enero de 2012 M\$	Movimiento 2012 M\$	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M\$
Diferencias de cambio por conversión	93.661.622	(119.073.536)	(25.411.914)
Coberturas de flujo de caja	17.610.043	30.381.668	47.991.711
Remediación de activos financieros disponibles para la venta	3.283	346	3.629
Otras reservas varias	(727.247.133)	(1.192.168)	(728.439.301)
TOTAL	(615.972.185)	(89.883.690)	(705.855.875)

- a) Reserva de diferencias de cambio por conversión:** Proviene fundamentalmente de las diferencias de cambio que se originan en:
- La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 2.6.3).
 - La valorización de las plusvalías surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (ver Nota 3.b).
- b) Cobertura de flujo de caja:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (ver Nota 3.f.4).
- c) Remediación de activos financieros disponibles para la venta:** Representan las variaciones del valor razonable, netas de su efecto fiscal de las Inversiones disponibles para la venta (ver Nota 3.f.1).

- Otras Reservas Varias:

Los saldos incluidos en este rubro corresponden fundamentalmente a los siguientes conceptos:

- 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 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 Endesa, S.A., esto es 1 de enero de 2004. Lo anterior, en aplicación de la exención prevista para tal efecto en la NIIF 1 "Adopción por primera vez".
- Diferencias de cambio por conversión existente a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 "Adopción por primera vez").
- Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil S.A. en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

24.6 Participaciones No Controladoras

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

Compañías	% Particip. no controladoras	Participaciones no controladoras (% económico)				
		Patrimonio		Ganacias (Pérdidas)		
		31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Emgesa S.A. E.S.P.	73,13%	536.351.255	686.990.638	211.210.105	168.793.015	147.151.839
Generandes Perú	39,00%	116.762.865	105.507.715	22.882.930	17.074.639	13.075.545
Edegel S.A.A	16,40%	90.506.207	81.809.239	17.790.998	13.397.572	10.191.998
Chinango S.A.C.	20,00%	14.707.216	12.810.412	3.002.284	2.033.307	2.421.392
Endesa Costanera S.A.	24,32%	5.197.207	(6.822.454)	11.072.950	(7.538.477)	(14.333.072)
Hidroeléctrica El Chocon S.A.	32,33%	26.841.549	26.167.780	3.538.006	3.557.468	4.654.590
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	12.597.077	12.756.939	10.522.428	8.415.147	18.934.978
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (1)	3,79%	18.668.968	14.731.930	4.144.136	443.878	-
Endesa Eco S.A. (1)	-	-	-	-	819.958	-
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	-	-	-	-	2.344.323	1.676.986
Empresa Eléctrica Pangue S.A.. (1)	-	-	-	-	-	583.424
Otras	-	1.973.513	1.893.944	252.534	238.628	329.919
TOTAL		823.605.857	935.846.143	284.416.371	209.579.458	184.687.599

(1) Con fecha 1 de septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A. y con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Nota 25

Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos

El detalle de este rubro de las cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Ingresos Ordinarios			
Ventas de energía ⁽¹⁾	2.241.228.219	1.845.461.249	2.188.395.130
Generación	2.241.228.219	1.845.461.249	2.188.395.130
Cientes Regulados	926.896.789	817.439.456	608.695.003
Cientes no Regulados	933.144.208	761.751.818	1.104.083.366
Ventas de Mercado Spot	335.750.226	226.151.179	445.645.712
Otros Cientes	45.436.996	40.118.796	29.971.049
Otras ventas	11.539.550	25.273.582	30.346
Ventas de gas	5.198.158	25.261.022	-
Ventas de productos y servicios	6.341.392	12.560	30.346
Otras prestaciones de servicios	111.443.207	95.169.038	66.719.884
Peajes y transmisión	76.644.524	69.856.378	42.372.881
Arriendo equipos de medida	82.070	75.660	91.510
Servicios de ingeniería	3.427.597	5.054.266	3.800.188
Otras prestaciones	31.289.016	20.182.734	20.455.305
Total Ingresos ordinarios	2.364.210.976	1.965.903.869	2.255.145.360
	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Otros Ingresos de Explotación			
Otros Ingresos ⁽²⁾	82.323.337	61.528.111	65.239.964
Total Otros Ingresos de explotación	82.323.337	61.528.111	65.239.964

- (1) Incluye M\$ 29.217.154 al 31 de diciembre 2012 derivados de los acuerdos de avenimiento. finiquito y determinación de venta de energía precio entre Endesa Chile y Compañía manufacturera de Papeles Cartones (CMPC).
- (2) Incluye M\$ 39.282.571 al 31 de diciembre de 2014 (M\$ 33.846.438 al 31 de diciembre de 2013), provenientes de nuevos contratos de disponibilidad a partir de diciembre de 2012, de nuestra filial Central Costanera S.A. con CAMMESA.

Nota 26

Materias Primas y Consumibles Utilizados

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Materias primas y consumibles utilizados			
Compras de energía	(396.791.222)	(237.676.926)	(310.584.865)
Consumo de combustible	(406.234.484)	(307.849.013)	(732.310.177)
Gastos de transporte	(246.384.376)	(233.607.121)	(235.207.189)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(70.048.117)	(51.740.512)	(40.377.697)
Total Materias primas y consumibles utilizados	(1.119.458.199)	(830.873.572)	(1.318.479.928)

Nota 27

Gastos por Beneficios a los Empleados

La composición de esta partida al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 es la siguiente:

	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Gastos de personal			
Sueldos y salarios	(115.299.210)	(102.926.806)	(85.279.732)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(2.372.192)	(1.678.232)	(1.527.884)
Servicio seguridad social y otras cargas sociales	(16.985.150)	(18.619.863)	(15.430.170)
Otros gastos de personal	(248.283)	(224.857)	(218.446)
Total	(134.904.835)	(123.449.758)	(102.456.232)

Nota 28

Gastos por Depreciación, Amortización y Pérdidas por Deterioro

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Depreciaciones	(197.099.517)	(185.735.330)	(180.930.813)
Amortizaciones	(8.041.727)	(3.960.009)	(3.637.184)
Subtotal	(205.141.244)	(189.695.339)	(184.567.997)
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(14.519.312)	(6.458.953)	(11.117.362)
Total	(219.660.556)	(196.154.292)	(195.685.359)

	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
(*) Pérdidas por deterioro			
Reversión (Pérdida) por deterioro activos financieros (ver Nota 8)	(748.748)	140.365	1.460.736
(Pérdida) por deterioro activo fijo (ver Nota 16.f.7)	(13.770.564)	(6.599.318)	(12.578.098)
Total	(14.519.312)	(6.458.953)	(11.117.362)

Nota 29

Otros Gastos por Naturaleza

El detalle de este rubro de la cuenta de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Otros gastos por naturaleza			
Servicios profesionales independientes y externalizados	(38.307.840)	(28.816.401)	(31.290.097)
Otros Suministros y Servicios	(23.780.017)	(17.239.304)	(15.298.444)
Primas de seguros	(24.696.966)	(19.417.837)	(16.311.933)
Tributos y tasas	(6.361.107)	(16.490.799)	(16.320.126)
Reparaciones y conservación	(14.209.243)	(13.504.679)	(12.020.436)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(607.435)	(602.805)	(718.600)
Arrendamientos y cánones	(4.464.950)	(2.581.257)	(2.519.810)
Gastos de medioambiente	(2.870.098)	(2.414.784)	(3.213.669)
Otros aprovisionamientos	(6.716.864)	(3.883.844)	(3.285.377)
Gastos de viajes	(2.650.960)	(2.168.389)	(2.492.354)
Indemnizaciones y multas	(1.695.148)	(5.977.302)	(640.344)
Total otros gastos por naturaleza	(126.360.628)	(113.097.401)	(104.111.190)

Nota 30

Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Otras ganancias (pérdidas)			
Ganancia por remediación de la participación pre-existente en GasAtacama (*)	21.546.320	-	-
Realización de la diferencia de cambio de la participación pre-existente de GasAtacama (*)	21.006.456	-	-
Venta de líneas de transmisión Charrua	-	2.532.438	-
Otros	848.669	824.701	1.422.458
Total Otras ganancias (pérdidas)	43.401.445	3.357.139	1.422.458

(*) Ver Nota 5.e.

Nota 31

Resultado Financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
	31/12/14	31/12/13	31/12/12
	M\$	M\$	M\$
Ingresos Financieros			
Efectivo y otros medios equivalentes	13.895.339	12.174.247	11.981.690
Otros ingresos financieros (1)	81.658.291	6.118.096	2.648.272
Total Ingresos Financieros	95.553.630	18.292.343	14.629.962

	Saldo al		
	31/12/14	31/12/13	31/12/12
	M\$	M\$	M\$
Costos Financieros			
Costos Financieros	(136.828.592)	(142.666.776)	(148.468.667)
Préstamos bancarios	(17.228.923)	(18.750.691)	(22.568.037)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(126.776.309)	(103.384.143)	(105.411.446)
Valoración derivados financieros	(3.073.183)	(4.854.066)	(4.877.219)
Gastos por obligaciones por beneficios post empleo	(3.043.960)	(2.546.022)	(2.660.042)
Gastos financieros activados	41.829.814	24.518.935	23.915.042
Otros (1)	(28.536.031)	(37.650.789)	(36.866.965)
Resultado por Unidades de Reajuste (*)	13.926.117	1.001.573	(1.066.291)
Diferencias de Cambio (**)	(41.433.028)	(13.756.657)	(12.090.438)
Positivas	44.422.575	39.657.325	15.770.201
Negativas	(85.855.603)	(53.413.982)	(27.860.639)
Total Costos Financieros	(164.335.503)	(155.421.860)	(161.625.396)
Total Resultado Financieros	(68.781.873)	(137.129.517)	(146.995.434)

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

Los orígenes de los efectos en resultados por diferencias de cambios y aplicación de unidades de reajustes son los siguientes:

	Saldo al		
	31/12/14	31/12/13	31/12/12
	M\$	M\$	M\$
Resultado por Unidades de Reajuste (*)			
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	23.320.934	4.758.858	5.550.723
Otros activos no financieros	105.212	9.064	-
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	-	33.883	7.754
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	8.189.573	2.640.499	2.383.296
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(17.623.602)	(6.428.167)	(8.931.305)
Otras provisiones	(66.000)	(12.564)	(74.945)
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	(1.814)
Total Resultado por Unidades de Reajuste	13.926.117	1.001.573	(1.066.291)

	Saldo al		
	31/12/14	31/12/13	31/12/12
	M\$	M\$	M\$
Diferencias de Cambio (**)			
Efectivo y equivalentes al efectivo	2.580.233	2.429.118	(1.401.939)
Otros activos financieros (Instrumentos Derivados)	(6.776.673)	27.279.969	6.276.291
Otros activos no financieros	613.461	37.636	53.373
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	(8.582.298)	(3.518.849)	(420.094)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(1.077.140)	(3.678)	27
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Instrumentos Derivados)	(35.321.179)	(34.837.976)	(14.401.345)
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	9.880.604	(2.105.672)	(779.903)
Otros pasivos no financieros	(2.750.036)	(3.037.205)	(1.416.848)
Total Diferencias de Cambio	(41.433.028)	(13.756.657)	(12.090.438)

Nota 32

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 correspondiente al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de ejercicios anteriores	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(266.015.574)	(208.014.297)	(170.866.785)
Beneficio Fiscal que Surge de Activos por Impuestos No Reconocidos Previamente Usados para Reducir el Gasto por Impuesto Corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	13.376.346	1.698.566	-
Ajustes al Impuesto Corriente del ejercicio Anterior	(4.013.469)	(549.020)	(1.181.146)
Gasto / (ingreso) por impuestos corriente relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos	(5.050.864)	-	-
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(2.485.986)	(641.266)	(409.333)
Gasto por impuestos corrientes, neto, total	(264.189.547)	(207.506.017)	(172.457.264)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	5.363.310	2.588.119	5.410.705
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos (*)	20.673.728	10.451	(15.786.397)
Total (Gasto) / ingreso por impuestos diferidos	26.037.038	2.598.570	(10.375.692)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(238.152.509)	(204.907.447)	(182.832.956)

(*) Ver Nota 17.d y e.

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en la Nota 17.a.

Conciliación del resultado contable multiplicada por las tasas impositivas aplicables	Tasa %	31/12/14 M\$	Tasa %	31/12/13 M\$	Tasa %	31/12/12 M\$
RESULTADO CONTABLE ANTES DE IMPUESTOS		857.125.256		768.413.684		601.855.819
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(21,00%)	(179.996.303)	(20,00%)	(153.682.737)	(20,00%)	(120.371.164)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(9,04%)	(77.448.621)	(7,61%)	(58.441.486)	(7,44%)	(44.774.217)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	12,01%	102.949.047	8,59%	66.004.129	6,56%	39.485.711
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) imponible	(10,11%)	(86.673.407)	(6,31%)	(48.467.799)	(10,06%)	(60.560.721)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas (*)	2,41%	20.673.728	0,00%	10.451	(2,05%)	(15.786.397)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,47%)	(4.013.469)	(0,07%)	(549.020)	(0,20%)	(1.181.146)
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(1,59%)	(13.643.484)	(1,27%)	(9.780.985)	3,38%	20.354.978
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(6,79%)	(58.156.206)	(6,67%)	(51.224.710)	(9,81%)	(62.461.792)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	(27,79%)	(238.152.509)	(26,67%)	(204.907.447)	(29,81%)	(182.832.956)

(*) Ver Nota 17.c.

Nota 33

Información por Segmento

33.1 Criterios de Segmentación

En el desarrollo de su actividad la organización de Endesa Chile se articula sobre la base del enfoque prioritario a su negocio básico, constituido por la generación de energía eléctrica.

Además la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país:

- Chile
- Argentina
- Perú
- Colombia

Dado que la organización societaria de Endesa Chile coincide, básicamente, con la de los negocios y por tanto, de los segmentos, la información que se presenta a continuación se basa en la información financiera de las sociedades que integran cada segmento.

A continuación se presenta la información por segmentos.

33.2 Distribución por País

	Chile		Argentina	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
ACTIVOS				
ACTIVOS CORRIENTES	595.881.466	512.434.448	56.079.003	46.128.070
Efectivo y equivalentes al efectivo	50.627.591	56.819.763	13.044.779	6.729.682
Otros activos financieros corrientes	4.389.709	23.956.079	-	-
Otros activos no financieros, corriente	10.766.654	2.132.598	1.436.607	2.760.874
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	317.283.266	205.148.723	31.777.379	25.025.243
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	113.257.285	116.669.764	7.651.647	8.699.310
Inventarios corrientes	36.871.184	14.662.964	2.121.378	2.907.560
Activos por impuestos corrientes, corriente	44.701.761	93.044.557	47.213	5.401
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	17.984.016	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.509.737.796	4.020.157.839	297.803.640	252.145.379
Otros activos financieros no corrientes	6.719.853	2.759.880	29.855	33.548
Otros activos no financieros no corrientes	42.847	41.505	1.255.693	12.151
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	139.038.803	128.087.762
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.852.154.230	1.739.823.985	2.732.534	3.246.688
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.851.912	21.502.573	-	-
Plusvalía	-	-	1.401.472	1.574.810
Propiedades, planta y equipo	2.621.113.892	2.249.977.196	153.233.564	117.875.481
Activos por impuestos diferidos	10.855.062	6.052.700	111.719	1.314.939
TOTAL ACTIVOS	5.105.619.262	4.532.592.287	353.882.643	298.273.449

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
329.704.908	321.118.496	121.446.537	104.859.261	(65.054.356)	(19.108.619)	1.038.057.558	965.431.656
224.564.345	227.781.003	48.392.088	32.476.931	-	-	336.628.803	323.807.379
20.460.311	59.042	-	121.357	-	-	24.850.020	24.136.478
9.272.519	7.825.842	19.564.358	24.546.032	-	-	41.040.138	37.265.346
53.822.823	56.083.836	30.523.540	22.584.515	-	32.682	433.407.008	308.874.999
7.818.044	13.527.398	7.413.257	12.154.631	(55.049.303)	(19.141.301)	81.090.930	131.909.802
12.342.664	15.841.374	14.435.895	12.743.147	-	-	65.771.121	46.155.045
1.424.202	1	1.117.399	232.648	-	-	47.290.575	93.282.607
-	-	-	-	(10.005.053)	-	7.978.963	-
1.787.224.364	1.712.544.281	816.077.566	773.401.183	(1.211.229.025)	(961.555.502)	6.199.614.341	5.796.693.180
1.170.931	1.260.169	16.167	6.692	-	-	7.936.806	4.060.289
1.075.811	-	-	-	-	1.342	2.374.351	54.998
2.177.709	3.509.648	-	-	-	-	141.216.512	131.597.410
-	-	48.358.845	49.066.778	(1.322.024.225)	(1.031.456.118)	581.221.384	760.681.333
22.960.563	24.751.366	10.639.358	9.794.606	-	-	52.451.833	56.048.545
4.886.065	5.213.756	8.527.161	8.287.322	110.795.200	85.020.310	125.609.898	100.096.198
1.707.545.357	1.618.190.483	748.536.035	706.245.785	-	-	5.230.428.848	4.692.288.945
47.407.928	59.618.859	-	-	-	(15.121.036)	58.374.709	51.865.462
2.116.929.272	2.033.662.777	937.524.103	878.260.444	(1.276.283.381)	(980.664.121)	7.237.671.899	6.762.124.836

	Chile		Argentina	
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS				
PASIVOS CORRIENTES	661.682.705	660.163.628	140.463.117	183.233.754
Otros pasivos financieros corrientes	146.364.103	127.262.132	29.204.543	129.629.312
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	330.234.622	228.142.783	80.964.391	36.147.697
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	120.867.395	244.708.240	13.946.683	13.530.857
Otras provisiones corrientes	10.932.577	13.419.112	666.299	1.301.192
Pasivos por impuestos corrientes	31.480.257	31.752.582	6.819.509	1.126.669
Otros pasivos no financieros corrientes	16.313.502	14.878.779	8.861.692	1.498.027
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.490.249	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	1.060.892.736	775.944.560	101.749.459	54.121.669
Otros pasivos financieros no corrientes	778.135.168	579.403.606	44.052.205	12.954.207
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	25.161.118	17.426.844	-	-
Pasivo por impuestos diferidos	232.045.127	159.958.130	27.977.026	14.019.574
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.882.216	15.435.886	3.994.647	3.276.309
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.958.029	3.720.094	25.725.581	23.871.579
PATRIMONIO NETO	3.383.043.821	3.096.484.099	111.670.067	60.918.026
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.383.043.821	3.096.484.099	111.670.067	60.918.026
Capital emitido	2.085.370.999	1.882.832.128	50.147.052	56.349.375
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.405.870.674	1.445.149.625	14.567.871	(15.857.261)
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-
Otras reservas	(314.206.409)	(437.506.211)	46.955.144	20.425.912
PARTICIPACIONES NO CONTROLADORAS				
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS	5.105.619.262	4.532.592.287	353.882.643	298.273.449

Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
500.427.460	229.570.429	95.676.184	110.158.339	(5.511.873)	55.265.285	1.392.737.593	1.238.391.435
90.868.809	65.753.442	24.321.508	31.088.635	-	-	290.758.963	353.733.521
194.459.886	88.750.766	57.377.029	65.121.310	29.262.418	29.764.436	692.298.346	447.926.992
131.257.351	28.331.191	6.228.108	843.027	(34.774.291)	25.500.849	237.525.246	312.914.164
24.071.622	12.139.002	2.681.490	3.481.854	-	-	38.351.988	30.341.160
55.331.792	32.330.315	760.776	6.173.800	-	-	94.392.334	71.383.366
4.438.000	2.265.713	4.307.273	3.449.713	-	-	33.920.467	22.092.232
-	-	-	-	-	-	5.490.249	-
883.041.285	864.631.943	275.049.420	256.342.275	315.065	(15.121.036)	2.321.047.965	1.935.919.411
862.784.448	828.381.968	140.731.046	120.022.828	-	-	1.825.702.867	1.540.762.609
-	-	-	-	-	-	3.711.078	-
465.509	738.840	3.226.928	2.841.123	-	-	28.853.555	21.006.807
-	13.991.943	130.297.810	132.840.909	-	(15.121.036)	390.319.963	305.689.520
19.791.328	21.519.192	793.636	637.415	-	-	43.461.827	40.868.802
-	-	-	-	315.065	-	28.998.675	27.591.673
733.460.527	939.460.405	566.798.499	511.759.830	(1.271.086.573)	(1.020.808.370)	3.523.886.341	3.587.813.990
733.460.527	939.460.405	566.798.499	511.759.830	(1.271.086.573)	(1.020.808.370)	2.700.280.484	2.651.967.847
167.029.702	165.215.801	201.338.557	186.325.266	(1.172.172.225)	(959.008.485)	1.331.714.085	1.331.714.085
110.289.985	543.834.488	130.039.328	103.653.663	349.976.415	(168.568.660)	2.010.744.273	1.908.211.855
-	-	-	-	-	-	206.008.557	206.008.557
456.140.840	230.410.116	235.420.614	221.780.901	(448.890.763)	106.768.775	(848.186.431)	(793.966.650)
						823.605.857	935.846.143
2.116.929.272	2.033.662.777	937.524.103	878.260.444	(1.276.283.381)	(980.664.121)	7.237.671.899	6.762.124.836

A continuación se presenta la información por segmentos.

[illegible]

Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
753.373.023	639.503.536	580.125.143	353.794.700	283.806.401	282.124.274	(2.034.545)	(460.636)	(661.981)	2.446.534.313	2.027.431.980	2.320.385.324
744.252.510	634.847.624	579.490.649	344.381.520	262.546.227	280.813.676	(2.034.545)	(460.636)	(661.981)	2.364.210.976	1.965.903.869	2.255.145.360
743.649.327	634.181.459	578.673.437	290.024.990	255.382.989	273.293.947	-	-	-	2.241.228.219	1.845.461.249	2.188.395.129
476.853	-	-	-	-	-	-	-	-	11.539.550	25.273.582	30.347
126.330	666.165	817.212	54.356.530	7.163.238	7.519.729	(2.034.545)	(460.636)	(661.981)	111.443.207	95.169.038	66.719.884
9.120.513	4.655.912	634.494	9.413.180	21.260.174	1.310.598	-	-	-	82.323.337	61.528.111	65.239.964
(220.302.722)	(204.419.042)	(171.063.486)	(133.734.610)	(95.079.949)	(111.094.930)	-	-	-	(1.119.458.199)	(830.873.572)	(1.318.479.928)
(80.294.032)	(87.695.910)	(49.214.202)	(23.258.968)	(9.873.945)	(28.555.290)	-	-	-	(396.791.222)	(237.676.926)	(310.584.864)
(33.015.871)	(34.870.502)	(36.215.949)	(66.207.580)	(52.192.521)	(55.518.422)	-	-	-	(406.234.484)	(307.849.013)	(732.310.177)
(68.739.282)	(59.719.073)	(57.311.261)	(32.048.156)	(19.898.741)	(19.718.720)	-	-	-	(246.384.376)	(233.607.121)	(235.207.189)
(38.253.537)	(22.133.557)	(28.322.074)	(12.219.906)	(13.114.742)	(7.302.498)	-	-	-	(70.048.117)	(51.740.512)	(40.377.698)
533.070.301	435.084.494	409.061.657	220.060.090	188.726.452	171.029.344	(2.034.545)	(460.636)	(661.981)	1.327.076.114	1.196.558.408	1.001.905.396
5.763.278	5.001.430	4.133.486	550.306	360.712	157.020	1.673.388	-	-	29.170.488	18.981.922	12.763.186
(20.155.909)	(18.284.458)	(15.935.879)	(14.329.637)	(13.215.319)	(12.729.281)	-	-	-	(134.904.835)	(123.449.758)	(102.456.232)
(24.525.494)	(20.227.858)	(21.114.679)	(21.518.324)	(18.553.676)	(18.620.260)	361.157	460.636	661.981	(126.360.628)	(113.097.401)	(104.111.190)
494.152.176	401.573.608	376.144.585	184.762.435	157.318.169	139.836.823	-	-	-	1.094.981.139	978.993.171	808.101.160
(43.831.768)	(37.656.687)	(38.448.802)	(42.416.099)	(38.526.952)	(38.894.195)	-	-	-	(205.141.244)	(189.695.339)	(184.567.997)
(787.644)	76.227	(44.846)	(1.188.617)	(6.599.318)	(44.659)	-	-	-	(14.519.312)	(6.458.953)	(11.117.362)
449.532.764	363.993.148	337.650.937	141.157.719	112.191.899	100.897.969	-	-	-	875.320.583	782.838.879	612.415.801
(34.612.887)	(26.968.562)	(38.994.215)	(7.267.238)	(8.116.368)	(16.900.095)	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	(68.781.873)	(137.129.517)	(146.995.434)
11.360.916	11.243.116	5.192.631	535.379	909.512	1.235.495	-	(230.170)	(219.816)	95.553.630	18.292.343	14.629.962
(44.883.364)	(38.653.807)	(43.919.634)	(6.994.492)	(7.996.843)	(18.090.344)	-	230.170	219.816	(136.828.592)	(142.666.776)	(148.468.667)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	13.926.117	1.001.573	(1.066.291)
(1.090.439)	442.129	(267.212)	(808.125)	(1.029.037)	(45.246)	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	(41.433.028)	(13.756.657)	(12.090.438)
1.172.568	740.030	407.595	904	618	3.196	(1.323.693)	(2.891.630)	(364.014)	44.422.575	39.657.325	15.770.201
(2.263.007)	(297.901)	(674.807)	(809.029)	(1.029.655)	(48.442)	6.864.854	438.979	63.129	(85.855.603)	(53.413.982)	(27.860.639)
-	-	-	6.432.056	10.036.957	11.120.211	-	-	-	7.185.101	119.347.183	135.012.994
74.183	310.238	187.055	52.753	(192.695)	562.330	-	-	-	43.401.445	3.357.139	1.422.458
-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.319.667	793.057	657.213
74.183	310.238	187.055	52.753	(192.695)	562.330	-	-	-	81.778	2.564.082	765.245
414.994.060	337.334.824	298.843.777	140.375.290	113.919.793	95.680.415	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	857.125.256	768.413.684	601.855.819
(126.163.972)	(106.510.265)	(97.613.166)	(29.025.176)	(30.762.068)	(31.275.247)	-	-	-	(238.152.509)	(204.907.447)	(182.832.956)
288.830.088	230.824.559	201.230.611	111.350.114	83.157.725	64.405.168	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	618.972.747	563.506.237	419.022.863
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
288.830.088	230.824.559	201.230.611	111.350.114	83.157.725	64.405.168	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	618.972.747	563.506.237	419.022.863
288.830.088	230.824.559	201.230.611	111.350.114	83.157.725	64.405.168	5.541.161	(2.452.651)	(300.885)	618.972.747	563.506.237	419.022.863
-	-	-	-	-	-	-	-	-	334.556.376	353.926.779	234.335.264
-	-	-	-	-	-	-	-	-	284.416.371	209.579.458	184.687.599
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Colombia			Perú			Eliminaciones			Totales		
31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
364.425.930	273.903.244	285.686.789	131.371.133	96.410.549	85.267.321	(407.290)	(529.838)	869.944	816.799.505	707.769.050	537.983.871
(185.214.366)	(125.834.718)	(172.564.767)	(21.749.651)	(4.785.154)	(11.625.051)	(108.128.882)	(80.477.575)	(58.128.604)	(327.447.137)	(185.746.221)	(258.318.637)
(151.340.517)	(104.425.180)	(64.595.057)	(97.913.910)	(94.269.560)	(70.735.871)	108.536.172	81.007.413	57.258.660	(452.258.979)	(429.587.423)	(433.998.172)

Nota 34

Garantías Comprometidas con Terceros, Otros Activos y Pasivos Contingentes y Otros

34.1 Garantías directas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Tipo de Garantía	Activos Comprometidos	
	Nombre	Relación		Tipo	
Mitsubishi	Endesa Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera S.A.	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado	
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA	
Citibank N.A.	Endesa Chile	Acreedor	Prenda	Deposito en Cta. Cte.	
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Asociada	Prenda	Acciones	

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos ascendía a M\$ 21.952.283 y M\$ 35.100.296, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2014 Endesa Chile tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M\$ 714.390.637 (M\$ 657.570.340 al 31 de diciembre de 2013).

34.2 Garantías Indirectas

Acreedor de la Garantía	Deudor		Activos Comprometidos		
	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo Moneda	Valor Contable
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango SAC.	Filial	Aval	M\$	-

34.3 Litigios y Arbitrajes

A la fecha de presentación de estos estados financieros consolidados, los principales litigios o arbitrajes en los que son partes las sociedades del Grupo son los siguientes:

a) Juicios Pendientes Endesa Chile y Filiales:

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

Activos Comprometidos			Saldo pendiente al			Liberación de garantías				
Moneda	Valor Contable	Moneda	31/12/14	31/12/13	2015	Activos	2016	Activos	2017	Activos
M\$	16.050.998	M\$	73.177.119	73.830.430	-	-	-	-	-	-
M\$	5.901.285	M\$	3.033.750	3.147.660	-	-	-	-	-	-
M\$	-	M\$	-	521.832	-	-	-	-	-	-
M\$	788.775	M\$	702.470	796.448	-	-	-	-	-	-
M\$	-	M\$	-	102.302.517	-	-	-	-	-	-

Saldo pendiente al				Liberación de garantías			
Moneda	31/12/14	31/12/13	2015	Activos	2016	Activos	2017
M\$	-	4.692.397	-	-	-	-	-

- Durante el año 2010 se iniciaron 3 procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del río Bío Bío, en la VIII Región de Chile, en que se reprocha a la compañía perjuicios atribuibles a la mala operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante dicha inundación. Estos tres juicios fueron acumulados, encontrándose actualmente dictada sentencia de primera instancia que niega lugar a la demanda en todas sus partes, sentencia que fue apelada, y respecto de aquel recurso, a la fecha no se ha producido su vista. La obligación de acreditar la relación de causalidad entre la operación de la central hidroeléctrica Ralco, durante las inundaciones, y el daño que ellos aducen haber experimentado como consecuencia de la supuesta mala operación de la Central recaía en los demandantes. Respecto al estado procesal, con fecha 27 de marzo de 2012, se dictó sentencia de primera instancia que rechaza la demanda en todas sus partes. La demandante, interpuso recurso de apelación, respecto del cual, con fecha 12 de marzo de 2013 la Corte de Apelaciones ordenó el trámite de complementar la sentencia, pues hubo excepciones y defensas que no se resolvieron en el fallo de 1ra. instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria, referida a excepciones y defensas que no fueron resueltas en el fallo primitivo. Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2014, la Ilustrísima Corte de Apelaciones de Concepción rechazó el recurso de apelación interpuesto por la demandante, y confirmó con ello la sentencia de primera instancia denegando la demanda. En su contra, la parte demandante interpuso recurso de casación en el fondo para ante la Corte Suprema, recurso que a la fecha se encuentra pendiente de resolución.

La cuantía de estos tres procesos que actualmente están vigentes en contra de Endesa Chile asciende a la suma de M\$ 14.610.043. Cabe señalar que la totalidad del monto demandado está cubierto por una póliza de seguro.
- En los meses de julio y septiembre de 2010, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente, en forma separada, demandaron a Endesa Chile y a la Dirección General de Aguas (DGA), la nulidad de la resolución administrativa DGA. 134 que otorgó el derecho de aprovechamiento de aguas a Endesa Chile para la central hidroeléctrica Neltume. Asimismo, Ingeniería y Construcción Madrid S.A. y Transportes Silva y Silva Limitada respectivamente interpusieron cada una acciones en contra de la resolución administrativa DGA. 732 que autorizó el

traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público. En el fondo, la pretensión de los demandantes es la obtención de un pago por su derecho de aguas ubicado en el área de influencia de las obras hidráulicas de la futura Central Neltume. Endesa Chile ha rechazado estas pretensiones, sosteniendo que las demandantes estarían haciendo un ejercicio abusivo de una acción judicial, para impedir la construcción de la Central con el objeto de obtener el pago de una compensación económica. En cuanto al estado procesal de estos juicios, cabe señalar que el juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra vencido el término probatorio, y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-2010), que solicita la nulidad de la resolución DGA 732, con fecha 12 de marzo de 2012, se dictó sentencia que declaró abandonado el procedimiento. Posteriormente, con fecha 27 de junio de 2012, Ingeniería y Construcción Madrid, volvió a presentar una demanda similar ante otro Tribunal (Rol C-15156-2012) proceso en el cual se encuentra terminado el período de discusión y el período ordinario de prueba, existiendo únicamente diligencias periciales pendientes. El día 26 de noviembre de 2014 el Tribunal, a falta de acuerdo entre las partes designó perito, quien a la fecha no ha aceptado tal designación.

Con respecto a la causa Rol N°16025-2012 en el cual se impugna la Resolución DGA 134, se declaró abandonado el procedimiento. En el otro juicio Rol N°17916-2010, igualmente se solicitó el abandono del procedimiento, sin embargo, esta solicitud fue denegada. En contra de dicha resolución, se interpuso recurso de apelación, recurso que fue acogido con fecha 10/05/2013, declarando abandonado el procedimiento. Resolución que ha quedado firme y ejecutoriada. Cuantía indeterminada.

4. Con fecha 24 de mayo de 2011, Endesa Chile fue notificada de una demanda de nulidad de derecho público, deducida por 19 propietarios riberanos del lago Pihueico, en contra de la Resolución 732 DGA, que autorizó el traslado de la captación de derechos de aguas de la Central Neltume, desde el desagüe del lago Pihueico a 900 metros aguas abajo en el río Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la resolución DGA 732, que aprobó el traslado de la captación; que se ordene cancelar la inscripción de dicha escritura en el registro de aguas, para el caso que se hubiere practicado; y que se condene al Fisco de Chile; a la DGA y a Endesa Chile al pago de los perjuicios que se hubieren causado a los demandantes como consecuencia de la resolución impugnada, pidiendo se reserve el derecho para pedir la especie y monto de los perjuicios en un proceso judicial posterior. La demanda no tiene cuantía, pues han pedido que se determine en otro juicio, una vez declarada la nulidad de la resolución administrativa. A la fecha, se encuentra terminado el período de discusión y dictado el auto de prueba, el que una vez notificado, fue objeto de recurso de reposición interpuesto por la demandante, e incidente de nulidad presentado por Endesa Chile, los que fueron rechazados. El procedimiento se suspendió de común acuerdo hasta el día 9 de marzo de 2013, reiniciándose acto seguido el procedimiento. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que esta se haya logrado.

Posteriormente se realizaron peritajes hidráulicos y de tasación. También se notificó la resolución de la I. Corte de Apelaciones de Santiago que incorporó punto de prueba, rindiéndose prueba documental por parte de Endesa consistente en: (i) Informe en derecho elaborado por don Cristián Maturana Miquel, (ii) Informe en derecho elaborado por don Luis Simón Figueroa, (iii) Informe de ingeniería elaborado por don Guillermo Cabrera, (iv) actualización de informe de transacción de predios de la zona elaborado por don Armando Illanes; Finalmente se acompañaron otros documentos relativos al EIA y se rindió prueba testimonial tanto por parte de Endesa como de los demandantes. A la fecha se encuentra finalizado el término probatorio ordinario y especial.

5. Con fecha 24 de octubre de 2012, Endesa Chile demandó a Minera Lumina Copper Chile (MLCC) ante un tribunal arbitral para que éste declare la terminación del contrato de compraventa de potencia y energía eléctrica celebrado entre Endesa y MLCC, con fecha 22 de junio de 2010, fundado en el hecho de que el cumplimiento de la obligación de suministro y venta de potencia y energía eléctrica en favor de MLCC ha pasado a imponer a Endesa un grado de cumplimiento muy oneroso rompiendo con ello el equilibrio de las prestaciones económicas de ambas partes. En subsidio, se solicita al Tribunal Arbitral, revisar y/o ajustar la prestación de MLCC y, en subsidio de esto último, se solicita se declare la obligación de MLCC de pagar por la energía y potencia eléctrica suministrada por Endesa al costo que esta última deba asumir por servir el contrato. Por último, se solicita que se condene a la demandada al pago de todos los perjuicios que Endesa experimente con ocasión de la ejecución del contrato. El juicio arbitral se sustancia ante el Juez Árbitro Arturo Yrarrázabal. En cuanto al estado procesal, el día 13 de agosto se recibió la causa a prueba. Las partes suspendieron de común acuerdo el procedimiento desde el día 23 de agosto hasta el 27 de septiembre, ambos inclusive. El término probatorio venció el día 29 de Noviembre de 2013.

Con fecha 4 de Junio de 2014 fueron presentadas las observaciones a la prueba. El árbitro citó a las partes a oír sentencia con fecha 9 de junio de 2014. En el mes de octubre de 2014 las partes alcanzaron un avenimiento que puso fin a la contingencia. **Terminada.**

6. El procedimiento arbitral que se ventila ante la Cámara Internacional de Comercio (ICC), en adelante la Cámara, se enmarca en el Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina de suministro, llave en mano, de una planta de generación térmica a carbón, ubicada en Coronel, Octava Región de Chile, suscrito en julio de 2007 entre Endesa Chile y el Consorcio formado por: Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile Compañía Limitada, Tecnimont SpA, Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda., Slovenske Energetičke Strojarnje a.s. (SES) e Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada.

Derivado de los graves incumplimientos del Consorcio, al no terminar las obras conforme a los términos y condiciones pactadas y dentro del plazo estipulado en el Contrato y sus documentos complementarios, con fecha 16 de octubre de 2012 Endesa Chile procedió, con estricto cumplimiento a las condiciones que autoriza el Contrato para tal efecto, a cobrar las boletas de garantía y, en particular, las emitidas por Banco Santander Chile por USD 93.992.554, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 57.029.982 y Credit Agricole por USD 18.940.295., equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 11.492.024. Hasta esta fecha Endesa Chile solo ha podido cobrar las boletas emitidas por el Banco Santander Chile. Seguidamente al cobro de las aludidas boletas, Endesa Chile interpuso ante la Cámara (Rol 19015/CA) una solicitud de arbitraje para obtener el cumplimiento forzado al Contrato más indemnización de perjuicios y, en subsidio, la terminación del mismo también con indemnización de perjuicios. En ambos casos, Endesa Chile se reservó el derecho a litigar sobre el monto y cuantía de los perjuicios en una etapa posterior. Endesa Chile fundó su demanda en los graves incumplimientos incurridos por el Consorcio, entre los que se encuentran: el incumplimiento grave de la fecha contractual del término de las obras, la falta de pago a subcontratistas y proveedores, lo que ha obligado a Endesa Chile a tener que asumir parte de sus compromisos, todo ello con el fin de evitar una situación de paralización total de la obra; incumplimiento grave del cronograma de las etapas intermedias de control pactadas; incumplimiento del plazo de entrega de las obras "Open Book"; así como falta de cumplimiento de las normas de seguridad y medio ambiente pactadas y de las normas administrativas prescritas para la gestión del Contrato, entre otros graves incumplimientos de igual entidad. Por su parte, SES inició acciones ante la Cámara (Rol 1924/CA) solicitando se declarara ilegal el cobro de las boletas de garantía efectuado por Endesa Chile.

Con fecha 4 de enero de 2013 Endesa Chile notificó al Consorcio el término anticipado del Contrato por incumplimiento grave de sus obligaciones, todo ello conforme a las normas prescritas en el Contrato.

En cuanto al estado procesal, en el mes de enero 2013, los integrantes del Consorcio SES- TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile y junto con ello, han demandado reconvenzionalmente a Endesa Chile por un importe de aprox. USDM\$1.294, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 785.134.500, en el caso de Tecnimont, y USDM\$15, equivalentes en moneda nacional a aprox. M\$ 9.101.250 en el caso de SES. Con fecha 26 de marzo de 2013, Endesa Chile contestó las demandas reconvenzionales interpuestas en su contra, solicitando el rechazo de las mismas por ser inadmisibles e improcedentes.

En cuanto al procedimiento iniciado por SES (Rol 1924/CA), se consolidó con el procedimiento arbitral precedentemente descrito.

Con fecha 21 de junio de 2013, a solicitud del Tribunal arbitral, las partes presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultáneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 2 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Con fecha 2 de diciembre de 2013 las partes intercambiaron memoriales de demanda. Por su parte, Endesa Chile solicitó mediante este Memorial de Demanda que el tribunal arbitral declare el incumplimiento contractual de las demandadas, imputable a dolo o negligencia grave de su parte o, en subsidio, a culpa grave, y se reconozca el término del contrato por la causal de "Incumplimiento del Contratista". Fundado en lo anterior, solicita se declare ajustada a derecho la presentación a cobro de las boletas bancarias de garantía realizada por Endesa Chile y pide la condena de las demandadas a multas y perjuicios, los cuales en total ascienden a USD 373.269.376, equivalentes a aprox. M\$226.481.193. Las partes presentaron documentos, los que fueron objetados. A instancias del Tribunal Arbitral, las partes solucionaron las objeciones planteadas reemplazando los documentos o efectuando las complementaciones de ser necesario. Con fecha 2 de mayo de 2014 ambas partes presentaron sus memoriales de contestación. El tribunal arbitral ordena prorrogar todo el calendario procesal, fijándose la presentación de los memoriales de réplica para el día 15 de enero de 2015.

Con fecha 21 de junio de 2013, a solicitud del Tribunal arbitral, las partes presentaron de manera clara y precisa los fundamentos de sus propuestas de procedimiento secuencial o simultáneo y sus respectivas versiones del cronograma. Con fecha 2 de julio de 2013, se aprobó la orden de procedimiento que establece las reglas procesales en virtud de las cuales se substanciará el proceso. Con fecha 2 de diciembre de 2013 las partes intercambiaron memoriales de demanda. Por su parte, Endesa Chile solicitó mediante este Memorial de Demanda que el tribunal arbitral declare el incumplimiento contractual de las demandadas, imputable a dolo o negligencia grave de su parte o, en subsidio, a culpa grave, y se reconozca el término del contrato por la causal de "Incumplimiento del Contratista". Fundado en lo anterior, solicita se declare ajustada a derecho la presentación a cobro de las boletas bancarias de garantía realizada por Endesa Chile y pide la condena de las demandadas a multas y perjuicios, los cuales en total ascienden a USD 373.269.376, equivalentes a aprox. \$226.481.193.888.

Las partes presentaron documentos, los que fueron objetados. A instancias del Tribunal Arbitral, las partes solucionaron las objeciones planteadas reemplazando los documentos o efectuando las complementaciones de ser necesario. Con fecha 2 de mayo de 2014 ambas partes presentaron sus memoriales de contestación. El tribunal arbitral ordena prorrogar todo el calendario procesal, fijándose la presentación de los memoriales de réplica para el día 15 de enero de 2015. (ver Nota 39.4)

7. Con fecha 12 de mayo de 2014, Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., (Celta), presentó formalmente su demanda arbitral en contra de la Compañía Minera Doña Inés de Collahuasi, cuyo objeto es que el Tribunal Arbitral declare que a través de los contratos celebrados en 1995 y 2001, las partes han establecido una relación contractual de largo plazo, caracterizadas por el equilibrio económico que debe existir en sus prestaciones recíprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar hasta el vencimiento del contrato, un cargo fijo mensual que sume al 31 de marzo de 2020, la cantidad de US\$72.275.000, equivalentes a aprox. M\$43.852.856 por concepto de la parte proporcional de las inversiones que ella debe asumir como consecuencia del referido DS.

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

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario.

8. Con fecha 22 de agosto de 2013, las empresas Endesa Chile, Pehuenche y San Isidro interpusieron ante la Corte de Apelaciones de Santiago reclamo de ilegalidad eléctrico en contra de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), por la dictación del oficio ORD N° 7230, de fecha 7 de agosto de 2013, que invocando sus facultades interpretativas y de fiscalización dictaminó que los excesos de consumo por sobre el suministro contratado en que incurran las empresas distribuidoras, respecto de las generadoras que se obligaron mediante licitación a efectuar el suministro, deben ser cubiertos con los excedentes licitados de las demás empresas generadoras para con sus distribuidoras, para cuyo efecto las distribuidoras excedentarias, pueden ceder sus excedentes a las distribuidoras deficitarias, con prescindencia de la voluntad del generador respectivo, lo que es contrario a Derecho y excede las facultades y atribuciones de la SEC, dando origen con ello a una resolución ilegal.

En cuanto al estado procesal, en los 3 reclamos de ilegalidad se solicitó se declare una Orden de No Innovar, la que fue denegada en los reclamos de San Isidro y Pehuenche y otorgada en cambio en el reclamo de Endesa Chile. Con ello, se suspenden los efectos agraviantes del ORD SEC impugnado. Finalmente, se resolvió ordenar la vista una en pos de la otra, por lo que los efectos de la Orden de No Innovar se comunican a todas las compañías. Posteriormente con fecha 10 de abril de 2014 se dictó sentencia que rechaza el reclamo eléctrico interpuesto, por considerar que éste había sido interpuesto fuera del plazo legal. En contra de dicha resolución se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la que con fecha 08 de julio de 2014, acoge el recurso interpuesto y establece que el reclamo eléctrico se interpuso dentro de plazo ordenando acto seguido a la ilustrísima Corte de Apelaciones de Santiago pronunciarse sobre el fondo del reclamo. A la fecha, pendiente de resolverse por la Corte de Apelaciones.

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

Por otro lado, en diciembre de 2013, sindicatos de pescadores y de recolectoras de algas y actividades conexas de Coronel, entre otros, interpusieron dos acciones constitucionales en contra de Endesa Chile ante la Corte de Apelaciones de Concepción. El primero de ellos se fundamenta en que Endesa Chile estaría operando la Unidad II de la Central Térmica Bocamina sin contar con las apropiadas autorizaciones ambientales, y el segundo, que Endesa Chile no tendría operativa la Planta desulfurizadora para el funcionamiento de la Unidad I de la Central Bocamina. En el primero de estos recursos se obtuvo por los demandantes una orden de no innovar, la cual ordena detener el funcionamiento de la Unidad Generadora II de la Central Termoeléctrica Bocamina. Endesa Chile, por su parte, solicitó el alzamiento de esta orden de no innovar, petición que fue rechazada por la Corte. Asimismo, presentó su contestación en ambos recursos, aportando los antecedentes para su rechazo. Con fecha 29 de mayo de 2014 se dictó fallo que acoge el recurso de protección interpuesto, e impone a Endesa una serie de exigencias tendientes a evitar que el funcionamiento de la Central Bocamina genere daños ambientales. En su contra, se presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema chilena, la que con fecha seis de noviembre de 2014, dicta un fallo que si bien confirma la decisión apelada, esto es, confirme la resolución que acogió los recursos de protección, contiene ciertas “declaraciones” que son favorables a la compañía. En definitiva, reconoce que la central Bocamina II cuenta con una RCA, y los cambios introducidos a ella, deben ser aprobados por medio de un EIA.

10. En el año 2001 se presentó en contra de la filial de generación EMGESA S.A. ESP., así como en contra de la Empresa de Energía de Bogotá S.A. ESP. (EEB) y de la Corporación Autónoma Regional, una demanda por los habitantes de Sibaté, Departamento colombiano de Cundinamarca, la cual busca que las demandadas respondan solidariamente por los daños y perjuicios derivados de la contaminación en el embalse de El Muña, a raíz del bombeo que hace EMGESA de las aguas contaminadas del río Bogotá. Frente a dicha demanda, EMGESA se ha opuesto a las pretensiones argumentando que la empresa no tiene responsabilidad en estos hechos pues recibe las aguas ya contaminadas, entre otros argumentos. La pretensión inicial de los demandantes fue de aprox. COL\$3.000.000.000 en miles de pesos colombianos, lo que equivale aproximadamente a M\$ 750.000.000. EMGESA, por su parte, solicitó la vinculación de numerosas entidades públicas y privadas que hacen vertimientos al río Bogotá o que de una u otra manera tienen competencia en la gestión ambiental de la cuenca de este río, solicitud respecto de la cual la Sección Tercera del Consejo de Estado resolvió tener como demandados propiamente a diversas de estas personas jurídicas. En enero de 2013 se presentaron contestaciones a la demanda y en junio de 2013 se resolvió negar por improcedente la solicitud de nulidad de lo actuado en el proceso, propuesta por varias de las demandadas. Actualmente en el proceso se encuentra pendiente la resolución de excepciones previas y la citación a la audiencia de conciliación.
11. La autoridad fiscal en Perú SUNAT (Superintendencia Nacional de Administración Tributaria) cuestionó a EDEGEL en el año 2001, a través de Resoluciones de Impuestos y Multa, la deducción como gasto, de la depreciación que corresponde a parte del mayor valor asignado a los activos en la tasación con motivo de su revaluación voluntaria en el ejercicio 1996. El valor rechazado de la tasación es el referido a los intereses financieros durante la etapa de construcción de las centrales de generación. La posición de la autoridad tributaria es que Edegel no ha acreditado fehacientemente que fuera necesario obtener un financiamiento a fin de construir las centrales de generación que se revaluaron ni que dicho financiamiento fuera efectivamente incurrido. La posición de la compañía es que la SUNAT no puede exigir tal acreditación, ya que la tasación lo que pretende es asignar al bien el valor de mercado que corresponde en la oportunidad de realización de la tasación, y no el valor histórico del mismo. En este caso, la metodología de tasación consideró que centrales de tal magnitud se construyen con financiamiento. Si SUNAT no estaba de acuerdo con la valoración debió oponer su propia tasación, lo que no ocurrió. Respecto del período 1999, el 2 de febrero de 2012, el TF (Tribunal Fiscal) resolvió el litigio del año 1999, a favor de la compañía por dos centrales y en contra respecto de cuatro, en base al argumento que sólo por las dos primeras se acreditó que hubo financiamiento. El TF ordenó a la SUNAT recalcular la deuda según el criterio expuesto. Edegel pagó la deuda reliquidada por SUNAT en junio 2012 por el equivalente a 11 mm €, la cual tendrá que ser devuelta en caso se obtenga un resultado favorable en los siguientes procesos iniciados por Edegel:
 - i) Demanda ante el Poder Judicial contra lo resuelto por el TF, interpuesta en mayo 2012 (correspondería devolución total).
 - ii) Apelación parcial contra la resolución de cumplimiento de SUNAT, en base a que el recálculo es incorrecto, interpuesta en julio 2012 (correspondería devolución parcial).

Respecto a la Demanda: en agosto 2013, Edegel fue notificada con la resolución de saneamiento procesal, por la cual el PJ resolvió declarar improcedente por imposibilidad jurídica algunas de las pretensiones de la demanda. Dado que dicha Resolución vulnera nuestro derecho a la debida motivación y, además es extemporánea, Edegel presentó recurso de nulidad contra la misma, el cual se encuentra pendiente de resolución. Respecto del período 2000 y 2001: Edegel pagó el equivalente a 5 mm € y provisionó el equivalente a 1 mm €. Además, la apelación de Edegel, se encuentra pendiente de resolución por el TF. Se espera que sea resuelto en 2014 – 2015. Las próximas actuaciones: Respecto de 1999, a la espera que el PJ resuelva el recurso de nulidad presentado. Y a la espera que el TF resuelva la apelación parcial presentada.

Respecto de 2000 y 2001: Se rindió Informe oral al TF y se presentó los alegatos de cierre. En relación al Informe Oral, Edegel presentó nueva evidencia encontrada con el fin de reducir la "parte que se perdería" de 6 mm € a 1,3 mm €. El TF puede señalar que la evidencia es inadmisibles por extemporánea. El TF emitió resolución sobre la apelación de Edegel pero aún no ha sido notificada. La Cuantía total S./122.556.694 (aprox. M\$ 24.877.783), que se desglosa en Cuantía Activa S/59.819.819 (MM\$ 12.142.825) y Cuantía Pasiva: S/ 62.736.874 (aprox. M\$12.734.958).

12. Se ha interpuesto una Acción de Grupo por habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el censo socioeconómico del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. EMGESA rechaza estas pretensiones fundado en que el censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; los demandantes son no residentes; y, para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del Proyecto El Quimbo; y que la compensación no debe ir más allá del "primer eslabón" de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada. Cabe señalar que se presentó una demanda paralela por 38 habitantes del municipio de Garzón por la cual solicitan compensaciones por verse afectados por el Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo al no haberseles incluido en el censo socio-económico realizado. En cuanto al estado procesal, se llevó a cabo audiencia de conciliación, que resultó fracasada. El tribunal decretó auto de pruebas, encontrándose actualmente el juicio en etapa probatoria. En la demanda paralela, se interpuso excepción previa de pleito pendiente, en atención a la existencia de la demanda principal. Pendiente se decida sobre la excepción propuesta. Se estima que las pretensiones de los demandantes ascienden aproximadamente a 94 mil millones de pesos colombianos (aprox. M\$ 23.500.000).
13. La Corte Constitucional de Colombia, en virtud de sus facultades para revisar expedientes de acciones de tutela ya fallados en primera y segunda instancia, seleccionó siete procesos de tutela relacionados al Proyecto El Quimbo, los cuales habían sido resueltos todos a favor de Emgesa, y en los cuales los demandantes pretendían compensación por parte del Proyecto, alegando pertenecer a gremios tales como pescadores artesanales, transportadores, paleros, maestros de obras, constructores y contratistas. Consecuencia de la revisión de estos expedientes, acumulados en un solo proceso, la Corte Constitucional dictó la sentencia T-135, notificada a Emgesa con fecha 11 de febrero de 2014, la cual parte de la base de que la forma cómo se elaboró el Censo en el Proyecto Quimbo habría violado el principio de la participación ciudadana previa. Si bien la Sentencia no ataca la validez de la Licencia Ambiental, ella amplía el ámbito de aplicación de la misma, haciéndola aplicable a un universo potencialmente mayor de afectados. Por todo lo anterior, la Corte revocó los fallos de tutela revisados, ordenando en su lugar la inclusión y el otorgamiento de los beneficios previstos en la Licencia Ambiental a los demandantes, y ordenó, como medida de protección a las personas que encuentren en similar situación a la de los demandantes, la realización de un nuevo censo que contemple los postulados previstos para tal efecto en esta sentencia, respetando especialmente el derecho a la participación efectiva de los habitantes de la zona. Contra la referida sentencia, Emgesa presentó el pasado 14 de febrero de 2014 una Petición de Aclaración ante la propia Corte Constitucional la cual, si bien supone acatar la Sentencia, solicita al tribunal se aclaren o delimiten los efectos de la misma, especialmente sus efectos económicos. Con fecha 6 de marzo de 2014 se presentó por Emgesa a la Corte un escrito por el cual se pone en conocimiento de ésta las actuaciones que está llevando a cabo la empresa para el cumplimiento del fallo, entre las cuales se encuentran: haber incluido a los siete accionantes favorecidos por la Corte Constitucional dentro del censo del Proyecto Quimbo, la realización de jornadas informativas y de entrevistas socioeconómicas por parte de Emgesa con estas personas, la conformación de un equipo multidisciplinario para el desarrollo de una propuesta metodológica estructurada para el acatamiento del fallo de la Corte, y la presentación de un cronograma básico de las actividades a desarrollar por la empresa para el cumplimiento de los fines indicados. La Corte Constitucional se pronunció sobre la Petición de Aclaración solicitada por Emgesa, declarándola improcedente, por cuanto a su juicio, en la sentencia T-135 se encuentra fijado de manera clara el alcance de los derechos fundamentales tutelados. Igualmente, la Corte considera que, al tratarse de un proceso en el que se acumularon siete demandas de tutela, el competente para verificar el cumplimiento de la Sentencia es quien falló en primera instancia el primero de los procesos acumulados, esto es, la Sala Civil, Familia del Tribunal Superior del Distrito de Neiva. Este tribunal será el encargado de llevar a cabo las audiencias públicas solicitadas por Emgesa para verificar el cumplimiento del fallo. No quedan recursos pendientes. Este proceso es de cuantía indeterminada.

b) Juicios Pendientes en Asociadas y Negocios Conjuntos:

Enel Brasil S.A. y Filiales

- Ampla Energia S.A.

1. En Brasil, Basilus S/A Serviços, Empreendimentos e Participações (sucesora de Meridional S/A Serviços, Empreendimentos e Participações a partir de 2008) es la titular de los derechos litigiosos que adquirió a las constructoras Mistral y CIVEL, que mantenían un contrato de obra civil con Centrais Elétricas Fluminense S.A. (CELFL). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELFL. Dado que los activos de CELFL fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (antes Meridional) demandó en el año 1998 a Ampla, estimando que el traspaso de los referidos activos se había hecho en perjuicio de sus derechos. Ampla sólo adquirió activos de CELFL, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual acepta el recurso y anula el fallo favorable obtenido por la demandante, acogiendo la defensa de Ampla. Basilus interpuso un recurso contra esa resolución, el cual no fue admitido. En julio de 2010, la demandante interpuso un nuevo recurso ("de Agravo Regimental") ante el Tribunal Superior de Justicia (STJ), que fue igualmente desestimado a finales de agosto de 2010. En vista de esta decisión, la actora interpuso un "Mandado de Segurança", asimismo rechazado. En junio de 2011, ella ofreció un recurso de Embargo de Declaración (con el objeto de aclarar una supuesta omisión del Tribunal en la decisión del Mandado de Segurança), que no fue acogido. Contra esta decisión se ofreció Recurso Ordinario ante el Superior Tribunal de Justicia (STJ) en Brasilia. El 28 de marzo de 2012 el Ministro Relator decidió el Recurso Ordinario favorablemente a la demandante. Ampla y el Estado de Río de Janeiro ofrecieron Agravo Regimental contra la decisión del Ministro, los cuales fueron acogidos por la primera sala del STJ con fecha 28 de agosto de 2012, determinándose que los recursos ordinarios en Mandado de Segurança sean sometidos a decisión por el tribunal en pleno y no por un solo ministro. La parte demandante impugnó esta decisión. La decisión del día 28 de agosto de 2012 fue publicada el 10 de diciembre de 2012, habiendo sido presentados Embargos de Declaração por Ampla y el Estado de Río de Janeiro para subsanar un error existente en la publicación de la misma, con objetivo de evitar divergencias futuras. El 27 de mayo de 2013 los Embargos de Declaração presentados por Ampla y el Estado del Río de Janeiro fueron aceptados y corregido el error. En consecuencia, el proceso se encuentra en segunda instancia con fallo favorable a Ampla y existen recursos pendientes ante el Superior Tribunal de Justicia. La cuantía de este juicio asciende aproximadamente a R\$ 1.096 millones (aprox. M\$ 250.359.280).
2. Acta levantada por la administración tributaria por supuesto pago de dividendos en exceso a lo debido. La administración Tributaria argumenta que la amortización total de la plusvalía (mayor valor) realizada por Enel Brasil S.A., ahora denominada Enel Brasil, en el año 2009 contra las cuentas de patrimonio, debería haber ocurrido en cuentas de resultado. Con ello, el procedimiento realizado sería inadecuado y en realidad se habría generado un lucro mayor, y por consecuencia, una distribución de dividendos más elevada. El supuesto exceso en los dividendos fue interpretado por la administración tributaria como pagos a no residentes, lo que estaría sujeto a 15% de impuesto a la renta retenido en la fuente. La compañía señala que todos los procedimientos adoptados por Enel Brasil S.A. (Enel Brasil) fueron basados en la interpretación de la compañía y en las normas de contabilidad de Brasil (BR GAAP), los cuales fueron confirmados por el auditor externo y por un despacho de abogados a través de una opinión legal (Souza Leão Advogados). La compañía ha presentado defensa en la primera instancia administrativa. La contingencia no está provisionada. Se está a la espera de la decisión de primera instancia administrativa. La cuantía asciende a R\$212 millones (aprox. M\$ 48.427.160).
3. La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravio de instrumento ante el Superior Tribunal de Justicia, el que se encuentra pendiente de resolución. En septiembre de 2014, se dictó sentencia de primera instancia en uno de estos procesos, condenándose a Ampla. Al pago de una indemnización de 200.000 reales (aprox. M\$ 48.896) por daños morales, además del pago de daños materiales causados debido a las fallas en la prestación del servicio, los cuales deberán ser evaluados por un perito en la etapa de ejecución de la sentencia. En contra de esta sentencia, Ampla presentó Embargos de Aclaración, los que fueron rechazados. En diciembre de 2014 Ampla interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolverse. En los procesos restantes, está pendiente se dicte sentencia de primera instancia. La cuantía de todos los litigios se estima en aprox. R\$166 millones (aprox. M\$ 37.919.380).

4. En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla por entender que la *vacatio legis* (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsto en la Constitución de que los cambios legislativos entran en vigor a los 90 días de su publicación. Ampla presentó acción judicial con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en un 30%, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 44 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La ejecución fiscal fue presentada por la Hacienda y Ampla presentó su defensa en julio de 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. La cuantía asciende a R\$142 millones (aprox. M\$ 32.437.060).
5. Tras ganar, en definitiva, en 2010 el litigio relativo a la inmunidad de COFINS, en el cual la Hacienda Pública intentaba revocar, mediante una acción rescisoria, una sentencia firme y ejecutoriada de agosto de 1996 a favor de Ampla que la amparaba para no pagar COFINS (hasta 2001 en que se modificó la Constitución para gravar expresamente las operaciones con energía eléctrica con ese tributo), Ampla ha retomado una acción iniciada en 1996. Esta acción había quedado suspendida mientras se tramitaba el litigio descrito en primer lugar, solicitando la restitución de COFINS que había pagado desde abril de 1992 a junio de 1996, basada en que la sentencia firme a su favor sobre la inmunidad es aplicable a ejercicios anteriores y que por tanto tenía el derecho a la devolución de lo que había pagado indebidamente. En junio de 2013, hubo decisión de primera instancia judicial a favor de Ampla declarando el derecho a recibir en restitución los valores pagados por COFINS por los periodos solicitados. La decisión no es definitiva y aún debe ser confirmada en instancia superior. La hacienda pública presentó recurso en contra de dicha decisión, pero sólo por temas de forma, ante el tribunal de Rio de Janeiro. En octubre 2014, el Tribunal de Rio determinó un nuevo juzgamiento en la primera instancia judicial por entender que, en el fallo anterior, la hacienda pública no había tenido oportunidad de manifestarse. Se espera nueva decisión de primera instancia judicial. Importe solicitado por Ampla a devolver R\$ 161 millones (aprox. M\$ 36.777.230).
6. En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración ("Embargo de Declaración") presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le permitirá seguir recibiendo fondos públicos, por lo que tuvo que garantizar previamente la deuda tributaria (por la nueva norma de la Hacienda sobre seguro garantía, publicada en marzo de 2014, el monto de la deuda debe ser incrementada un 20%, y no más en el 30% de anterior, por lo que la garantía fue reducida a una cantidad equivalente a 331 mm €). Ampla presentó el nuevo seguro garantía, cumpliendo los requisitos de la nueva norma. La Hacienda aceptó el seguro garantía y concedió la certificación de regularidad fiscal. La Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla opuso su defensa el 27 junio 2014. No es necesario presentar una nueva garantía ya que la constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. Es importante señalar que

la resolución negativa final de la Cámara Superior implica la posible apertura del proceso penal contra determinados empleados y administradores de AMPLA (ya que el Consejo confirmó la supuesta existencia de simulación). La cuantía asciende a R\$1.068 millones (aprox. M\$ 243.963.240).

7. En el año 2002, el Estado de Río de Janeiro, a través de un decreto, estableció que el ICMS (equivalente al IVA chileno) debería ser liquidado e ingresado los días 10, 20 y 30 del mismo mes en que se produce el devengo del Impuesto. Ampla no adoptó este sistema entre septiembre 2002 y febrero 2005 por problemas de caja, y continuó ingresando el ICMS de acuerdo con el sistema anterior (ingreso durante los cinco días posteriores al mes en que se devenga). Además, Ampla interpuso una acción judicial para discutir la constitucionalidad de la exigencia del ingreso anticipado. Ampla no logró éxito en esa acción en ninguna de las fases del proceso, sin perjuicio de encontrarse pendiente de decisión en un recurso ante el STF (Tribunal de Brasília que juzga temas constitucionales). Desde marzo de 2005 Ampla viene liquidando conforme a la nueva normativa. La Administración notificó en septiembre de 2005 un acta liquidando la multa e intereses derivadas del ingreso fuera del plazo legal fijado en el mencionado Decreto del año 2002. Ampla impugnó el acta ante Tribunales Administrativos, sobre la base de las Leyes de Amnistía fiscal del Estado de Río de Janeiro publicadas en 2004 y 2005 (que condonaban intereses y sanciones si el contribuyente ingresaba los impuestos pendientes). Ampla alega que, de no resultar aplicables las citadas amnistías fiscales a Ampla, la ley trataría peor a los contribuyentes que se han retrasado sólo unos días en el pago de los impuestos (caso de Ampla) respecto a aquéllos que, con posterioridad, se acogieron formalmente a las distintas amnistías fiscales regularizando su situación tributaria a través del ingreso de los impuestos no pagados en el pasado.

El Consejo Pleno (órgano especial del Consejo de Contribuyentes, última instancia administrativa) dictó el fallo el 9 de mayo de 2012 en contra de Ampla. Este fallo fue notificado el 29 de agosto de 2012. Ampla solicitó a la Hacienda Pública Estadual la revisión de la decisión a través de un procedimiento especial de revisión sobre la base del principio de equidad, ante el Gobernador del Estado de Río de Janeiro. El recurso no ha sido aún resuelto, por lo que la deuda tributaria debería estar suspendida. Sin embargo, el Estado de Río de Janeiro ha inscrito la deuda en el registro público como si fuera exigible, lo que ha obligado a aportar el 12 de noviembre de 2012 una garantía de 101 mm € (293 mm reales) con objeto de suspenderla y seguir percibiendo fondos públicos. El 4 de junio de 2013, en decisión de segunda instancia se aceptó recurso presentado por la Hacienda Pública del Estado de Río de Janeiro en contra de la garantía presentada por Ampla. En septiembre de 2013, Ampla presentó carta de fianza para sustituir el seguro de garantía rechazado por el tribunal. Sin embargo, Ampla reiteró al abogado del Estado la solicitud de revisión que sigue pendiente de manifestación. A pesar de lo anterior, la Hacienda presentó ejecución fiscal y Ampla presentó su defensa No es necesario presentar una nueva garantía ya que la ya constituida para la obtención de regularidad fiscal sirve para esta instancia procesal. La cuantía asciende a R\$269 millones (aprox. M\$ 61.447.670).

- Cien

1. En octubre de 2009 Tractebel Energía S.A. demandó a CIEN basado en el supuesto incumplimiento del “Contrato de Compra y Venta de 300 MW de Potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina” entre CIEN y Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. (Gerasul – actualmente Tractebel Energía) celebrado en 1999. Tractebel pide la condena de CIEN al pago de multa rescisoria de R\$117.666.976 (aprox. M\$ 26.878.667) y demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, las que se solicita sean determinadas en la fase de liquidación de la sentencia. El incumplimiento alegado se habría producido al no garantizar CIEN la disponibilidad de potencia contractualmente asegurada a Tractebel por el plazo de 20 años, lo que supuestamente habría pasado a ocurrir desde marzo de 2005. Tractebel, en mayo de 2010 ha notificado a CIEN, pero no en sede judicial, su intención de ejercer el derecho de toma de posesión de la Línea I (30%). El proceso está en primera instancia. CIEN solicitó la acumulación de esta acción con otra iniciada por ella en contra de Tractebel en el año 2001, en la cual se discute el cobro de valores relativos a temas cambiarios y tributarios, lo que fue rechazado por el tribunal. Posteriormente, CIEN presentó al tribunal una solicitud de suspensión del proceso por el plazo de 180 días, para evitar decisiones divergentes, pedido que fue aceptado por el tribunal habiéndose suspendido la tramitación del presente juicio hasta que el tribunal emita su fallo en la demanda anterior de Cien contra Tractebel. Esta suspensión fue decretada por el plazo de un año.
2. En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Elétricas S.A., en razón del supuesto incumplimiento por parte de CIEN del contrato de Compra de Potencia Firme con Energía Asociada para adquisición de 700 MW de potencia firme con energía asociada proveniente de Argentina, el cual fuera suscrito en 1998 con una vigencia de 20 años a partir de junio de 2000. En su demanda, Furnas solicita se condene a CIEN a pagar R\$520.800.659 (aprox. M\$ 118.966.495), correspondiente a la multa rescisoria prevista en el contrato, más actualizaciones e intereses de mora, desde la presentación de la demanda hasta el pago efectivo, y las demás penalidades por la indisponibilidad de “potencia firme y energía asociada”, y otros conceptos, a ser determinados en la sentencia definitiva. Se dictó sentencia de primera instancia, en la cual se declara improcedente la demanda de Furnas, por cuanto no quedó acreditada la responsabilidad

de Cien por incumplimiento de sus obligaciones contractuales, habiéndose aceptado por el tribunal la existencia de fuerza mayor en razón de la crisis energética en Argentina. La demandante ha recurrido esta sentencia. Por otra parte, en relación con los documentos presentados por CIEN en lengua extranjera, el juez de primer grado determinó la retirada de estos del juicio, decisión que fue confirmada por la 12ª Cámara Civil del Tribunal de Justicia. CIEN ha presentado un recurso especial contra esta última resolución, el cual deberá ser juzgado por el Tribunal Superior de Justicia. Adicionalmente CIEN recibió de Furnas una comunicación, no en sede judicial, indicando que en caso de rescisión por incumplimiento de CIEN, tienen derecho a adquirir el 70% de la Línea I.

- **Coelce.**

1. En el año 1982, y en el marco de un proyecto de ampliación de la red de suministro de energía eléctrica de zonas rurales en Brasil, financiado principalmente por órganos financieros internacionales (BID), Companhia Energética do Ceará S.A. (COELCE), entonces propiedad del Estado de Ceará, firmó contratos de utilización del sistema eléctrico con 13 cooperativas, las cuales había sido creadas a instancias del Gobierno y por exigencias de estos órganos financieros para efectos de implementar este proyecto. Estos contratos establecían la obligación de COELCE de pago de un arriendo mensual actualizable con la inflación, responsabilizándose a COELCE de la operación y mantenimiento de estos activos. Estos contratos se suscribieron por plazo indefinido y, dadas las circunstancias de la creación de las electrificadoras rurales, así como del entonces carácter público de COELCE, no quedó en ellos establecida una clara identificación de las redes que eran objeto del contrato, toda vez que las mismas se han repuesto y ampliado desde la época, confundiendo estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo Enersis, y siguió pagando el arriendo de las redes a las cooperativas del modo que se venía haciendo hasta antes de su privatización, esto es, sin actualizar los valores de los arriendos. Consecuencia de lo anterior, algunas de estas cooperativas han interpuesto acciones judiciales en contra de Companhia Energética do Ceará S.A., entre las cuales destacar las dos acciones iniciadas por Cooperativa de Eletrificacao Rural do V do Acarau Ltda (Coperva) y las interpuestas por Coperca y Coerce. La defensa de Coelce se basa fundamentalmente en que no es procedente la actualización de las rentas, ya que los activos carecerían de valor al tener una vida útil muy prolongada, atendida la depreciación de los mismos; o, alternatively, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a aprox. R\$161.742.815 (aprox. M\$36.946.911). En una de las acciones presentadas por Coperva, acción de revisión, se practicó una prueba pericial, la cual fue impugnada por Coelce, aduciendo inconsistencias técnicas y solicitando la realización de una nueva pericia, lo cual fue rechazado por el juez. En febrero de 2013 el juez decretó “la ejecución anticipada de condena”, definiendo preliminarmente el valor del alquiler mensual de las supuestas instalaciones de Coperva, así como el pago inmediato de la diferencia entre ese valor y el valor actualmente pagado. Al respecto, se ha presentado un recurso y se ha obtenido una medida cautelar a favor de Coelce, paralizando la decisión de ejecución anticipada. Con fecha 4 de abril de 2014 se pronunció sentencia de primera instancia, la cual juzgó improcedentes los pedidos de Coperva. En contra de esta sentencia la demandante interpuso embargos de declaración, los que fueron rechazados. Coperva presentó recurso de apelación, el cual está pendiente de resolverse. Por otra parte, en el caso de Coperca, se inició una Acción de Revisión en 2007 por la cual se pretende reajustar el valor del arriendo de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que éste se calcule en un 1% del valor del bien alquilado, estimado por Coperca en R\$ 15.6 millones (aprox. M\$ 3.563.508). Este proceso se encuentra en primera instancia, sin haberse iniciado todavía la etapa probatoria, y su cuantía es de R\$87.843.275 (aprox. M\$ 20.066.039). En el caso de Coerce, la Acción de Revisión se inició en 2006, y mediante ella se pretende reajustar el valor del alquiler de sus líneas de distribución (región central del Estado de Ceará), para que se calcule en la base del 2% del valor del bien arrendado. La cuantía de este proceso es de R\$101.127.109 (aprox. M\$ 23.100.466). Este proceso, al igual que COPERCA, no ha sido impulsado por la demandante y se encuentra en primera instancia.

- **Endesa Fortaleza.**

1. A fines del año 2002 Endesa Fortaleza interpuso acción judicial contra la Unión Federal, con el objetivo que se reconociera que los bienes importados para las unidades turbogeneradoras correspondían al ítem “Otros Grupos Electrógenos” para así poder acceder a la tasa del 0% por Impuesto a la Importación (II) y por Impuesto sobre Productos Industrializados (IPI). Endesa Fortaleza obtuvo una resolución incidental a su favor en la acción principal que le permitió importar los bienes en la aduana con la tasa del 0%, pero previo depósito judicial del importe de los impuestos. Endesa Fortaleza ha obtenido resoluciones favorables en vía administrativa y del Superior Tribunal de Justicia (Brasilia) (en la acción principal). En 2002 Endesa Fortaleza presentó acción judicial (incidental) que trata del incremento del tipo del

impuesto de importación aplicable al grupo electrógeno (de 0% para 14%). En esta acción CGTF también obtuvo éxito en la primera y segunda instancias. La Hacienda Pública ha vuelto a recurrir. Se obtuvo decisión judicial definitiva a favor de CGTF, lo cual permitirá la recuperación de depósito judicial de MM€ 27 (aprox. M\$ 20.347.991). En diciembre de 2014, CGTF recuperó el monto de MM€ 25,3 (MMR\$80 - aprox. M\$ 18.274.400) depositado en la acción judicial y aguarda recuperación del valor remanente de MM€ 1 (MMR\$3 - aprox. M\$ 685.290). Terminado favorable a Endesa Fortaleza.

2. En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los periodos diciembre de 2003 y de febrero de 2004 a noviembre de 2004, en relación a supuestas diferencias que se habrían producido entre los importes declarados en la declaración anual (donde se informaron los importes de PIS/COFINS bajo el nuevo régimen no acumulativo) y los importes declarados en la declaración mensual (donde se informaron los importes debidos bajo el antiguo régimen acumulativo). La segunda instancia administrativa confirmó la validez de las compensaciones de créditos resultantes del cambio de régimen de PIS/COFINS. La hacienda Pública todavía podrá presentar recurso especial a la Cámara Superior de Recursos Fiscales. La cuantía asciende a R\$85 millones aprox. (Aprox. M\$ 19.416.550).

La Administración de Endesa Chile considera que las provisiones registradas en el Balance de Situación Consolidado adjunto cubren adecuadamente los riesgos por los litigios y demás operaciones descritas en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los registrados.

Dadas las características de los riesgos que cubren estas provisiones, no es posible determinar un calendario razonable de fechas de pago si, en su caso, las hubiese.

34.4 Restricciones Financieras

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

1) Incumplimiento Cruzado o Cross Default

Algunos de los contratos de deuda financiera de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. La línea de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile suscribió en febrero de 2013 estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del Deudor no haciendo referencia a sus filiales, es decir de Endesa Chile. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de periodos de gracia. Cabe señalar, que esta línea de crédito no ha sido desembolsada, y su vencimiento es en febrero de 2016. La línea de crédito internacional de Endesa Chile bajo ley del Estado de Nueva York, suscrita en julio 2014 y que expira en julio de 2019, tampoco hace referencia a sus filiales, por lo que el cross default sólo se puede originar en otra deuda propia. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de esta línea de crédito debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas, y además deben cumplirse otras condiciones adicionales, incluyendo la expiración de periodos de gracia (si existieran), y la notificación formal de la intención de acelerar la deuda por parte de acreedores que representen más del 50% del monto adeudado o comprometido en el contrato. A esta fecha, esta línea de crédito se encuentra no desembolsada.

En los bonos de Endesa Chile registrados ante la Securities and Exchange Commission ("SEC") de los Estados Unidos de América, comúnmente denominados "Yankee Bonds", el cross default por no pago podría desencadenarse por otra deuda de Endesa Chile, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US\$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Endesa Chile. El Yankee Bond de Endesa Chile de mayor plazo vence en febrero de 2097. Los otros vencimientos de Yankee Bonds son en 2015, 2024, 2027 y 2037. Para el caso específico del Yankee Bond con vencimiento en 2024 (emitido en abril 2014), el umbral que da origen a cross default aumentó a US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas.

Los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda los US\$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas. A su vez, el aceleramiento debe ser exigido en junta de tenedores de bonos por los titulares de al menos un 50% de los bonos de una determinada serie.

2) Covenants Financieros

Los covenants financieros son compromisos contractuales sobre ratios financieros con umbrales de niveles mínimos o máximos, según sea el caso, que la empresa se obliga a satisfacer en momentos determinados de tiempo (trimestralmente, anualmente, etc.). La mayoría de los covenants financieros que tiene el Grupo Endesa Chile limita el nivel de endeudamiento y evalúa la capacidad de generar flujos para hacer frente a los servicios de la deuda de las empresas. Para varias compañías también se exige la certificación periódica de dichos covenants. Los tipos de covenants y sus respectivos umbrales varían según el tipo de deuda.

Los bonos locales de Endesa Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- **Nivel de Endeudamiento Consolidado:** Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y el Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- **Patrimonio Consolidado:** Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de \$761.661 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio corresponde al Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora. Al 31 de diciembre de 2014, el Patrimonio de Endesa Chile fue de \$ 2.700.280 millones.
- **Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros:** Se debe mantener un Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros mayor o igual a 1,85. La cobertura de gastos financieros es el cociente entre: i) el Resultado bruto de explotación, más Ingresos financieros y dividendos recibidos de empresas asociadas, y, ii) los Gastos financieros; ambos ítems referidos al período de cuatro trimestres consecutivos que terminan al cierre del trimestre que se está informando. Al 31 de diciembre de 2014, la relación mencionada fue de 9.72.
- **Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas:** Se debe mantener una Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas menor o igual a cien millones de dólares. La Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas es la diferencia entre: i) la suma de Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A.; y ii) la suma de Cuentas por pagar a entidades relacionadas, corriente, Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corriente, menos operaciones del giro ordinario de los negocios a menos de 180 días, operaciones de asociadas de corto plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A., y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis S.A. Al 31 de diciembre de 2014, considerando el tipo de cambio dólar observado de esa fecha, la Posición Activa Neta con Empresas Relacionadas fue negativa en US\$ 330,29 millones, indicando que Enersis S.A. es un acreedor neto de Endesa Chile, no un deudor neto.

Serie M

- **Nivel de Endeudamiento Consolidado:** Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, y Otros pasivos financieros, no corrientes, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 2014, el Nivel de Endeudamiento fue de 0,37.
- **Patrimonio Consolidado:** Ídem Serie H.
- **Coeficiente de Cobertura de Gastos Financieros:** Ídem Serie H.

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

En el caso de Endesa Chile, al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo era la Razón de Endeudamiento, correspondiente a la línea de crédito bajo ley chilena que vence en febrero de 2016.

En Perú, la deuda de Edegel incluye los siguientes covenants: Razón de Endeudamiento y Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Edegel era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente al arrendamiento financiero con el Banco Scotiabank, con vencimiento en marzo de 2017.

En Argentina, Endesa Costanera tiene un solo covenant que es el de Deuda Máxima, correspondiente al crédito del Credit Suisse First Boston International con vencimiento en febrero de 2016. Por su parte, la deuda de El Chocón incluye covenants de Deuda Máxima, Patrimonio Neto Consolidado, Cobertura de Intereses, Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Apalancamiento. En el caso de El Chocón, al 31 de diciembre de 2014, el covenant Cobertura de Intereses (EBITDA/Gastos financieros) se encontraba en incumplimiento, correspondiente al préstamo con Standard Bank, Deutsche Bank e Itaú, que vence en febrero de 2016. La compañía está gestionando con los acreedores el respectivo waiver. Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Endesa Chile.

En Colombia, la deuda de Emgesa no está sujeta al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías del Grupo no mencionadas en esta Nota.

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

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, ni Endesa Chile ni ninguna de sus filiales se encontraba en incumplimiento de sus obligaciones financieras aquí resumidas, ni tampoco en otras obligaciones financieras cuyo incumplimiento pudiera originar el vencimiento anticipado de sus compromisos financieros, con la excepción de nuestras filiales argentinas de generación Hidroeléctrica El Chocón al cierre de 2014, como se menciona más arriba, y Endesa Costanera al cierre de 2013.

Endesa Costanera no había efectuado los pagos de las cuotas semestrales por un préstamo de proveedor con Mitsubishi Corporation desde marzo de 2012, por un total de US\$ 107,1 millones, incluyendo capital e intereses. Después de un largo período de negociaciones, el 27 de octubre de 2014 se firmó acuerdo de reestructuración de esta deuda. Entre las principales condiciones de la reestructuración destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30/09/14 por US\$ 66 millones; la reprogramación de los vencimientos del capital de US\$ 120,6 millones por un plazo de 18 años, con un período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15 de diciembre de 2032; un pago mínimo anual de US\$ 3.000.000 en concepto de capital, en cuotas trimestrales; y una tasa de interés del 0,25% anual; manteniendo la prenda de los activos y fijándose restricciones al pago de dividendos. La condición precedente para la efectividad del acuerdo firmado era que Endesa Costanera S.A. efectúe un pago de US\$ 5.000.000 de la deuda vencida, dentro de los 15 días hábiles siguientes a la firma del acuerdo, el cual fue realizado el día 14 de noviembre de 2014.

Lo anterior no representa riesgo de cross default u otro incumplimiento para Endesa Chile.

34.5 Otra Información

Endesa Costanera

El 26 de marzo de 2013 se publicó la Res.95/13 de la Secretaría de Energía que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y en otros aspectos que hacen al funcionamiento del mercado eléctrico mayorista. El 23 de mayo de 2014 se publicó la Res.529/14 de la Secretaría de Energía la que, entre otros aspectos, actualizó el régimen de remuneración de los generadores, reemplazando a tal efecto, los Anexos I, II, III de la Res.95/13 e incorporó un nuevo esquema de Remuneración de los Mantenimientos No Recurrentes que se determina mensualmente y su cálculo es en función de la energía total generada. Dichos montos tendrán como destino el financiamiento de mantenimientos mayores sujetos a aprobación de la SE. No obstante, nuestra filial argentina Endesa Costanera aún está presentando déficit en su capital de trabajo, provocando dificultades en su equilibrio financiero en el corto plazo que compromete a futuro la capacidad de seguir operando como empresa en funcionamiento y la recuperabilidad de los activos. Endesa Costanera espera revertir la situación actual en la medida en que exista una resolución favorable de los pedidos realizados al Gobierno Nacional de Argentina.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén

Con fecha 9 de Julio de 2014 el Comité de Ministros mediante: (i) Res. Ex N°569 resolvió el proceso de invalidación y (ii) Res. Ex. N°570 resolvió los recursos de reclamación presentados por las personas naturales, las organizaciones ciudadanas y el proponente del Proyecto Hidroeléctrico Aysén, en contra de la resolución exenta N°225/2011 de la Comisión de Evaluación de la Región de Aysén del General Carlos Ibañez del Campo (RCA del proyecto).

Dichas acuerdos y resoluciones fueron notificadas a Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. con fecha 14 de Julio de 2014. Dado que son reclamables dentro del plazo de 30 días contados desde su notificación ante el Tribunal Ambiental, Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. se encuentra evaluando y analizando las diferentes acciones y alternativas legales a seguir.

Por otra parte, al 31 de diciembre de 2014, continúa pendiente la resolución que debe tomar la Dirección General de Aguas respecto a la solicitud de derechos de agua solicitados por Hidroaysén. (ver nota 39.2.).

Nota 35

Dotación

La distribución del personal de Endesa Chile, incluyendo la información relativa a las filiales y aquellas sociedades de negocio conjunto, en los cinco países donde está presente el Grupo en Latinoamérica, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, era la siguiente:

País	31/12/14			Total	Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros		
Chile	40	1.127	94	1.261	1.224
Argentina	3	528	32	563	544
Perú	8	244	16	268	261
Colombia	11	563	15	589	576
Total	62	2.462	157	2.681	2.605

País	31/12/13			Total	Promedio del año
	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros		
Chile	38	1.033	86	1.157	1.171
Argentina	5	505	19	529	513
Perú	7	237	16	260	262
Colombia	6	543	14	563	551
Total	56	2.318	135	2.509	2.497

Nota 36

Sanciones

Las sanciones recibidas por autoridades administrativas son las siguientes:

a) Endesa Chile y Filiales

1. Endesa Chile

- Renta del AT 2011: La multa corresponde a un Giro emitido por el Servicio de Impuestos Internos (SII) producto de una fiscalización al correcto uso del crédito por impuestos pagados en el exterior por rentas de fuente extranjera, en la cual se detectó diferencias en la determinación de la renta neta de fuente extranjera y por tanto, correspondía un menor monto de crédito a utilizar por tales rentas extranjeras en relación con lo declarado en su oportunidad en la Declaración Anual de Impuestos AT 2011. Multa de Ch\$ \$82.923.124. **Terminada y pagada (mayo 2014).**

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 1.380 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual), equivalentes a M\$ 683.315. Endesa Chile ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Endesa Chile presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, la que con fecha 20 de noviembre de 2013, rechazó el recurso interpuesto, y confirmó la sanción aplicada, rebajando su cuantía a 1.246 U.T.A., equivalentes a M\$ 616.964. **Terminada y pagada.**
- En el ejercicio 2012 se emitió Giro del Servicio de Impuestos Internos (SII) por el uso excesivo como crédito de contribuciones por el Año Tributario 2010, estableciéndose intereses y multas por un monto de M\$ 13.151, la cual fue pagada el 28.03.2013. **Terminada y pagada.**
- Durante el ejercicio 2012 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) por el black out de 24.09.2011 con una multa de 1.200 U.T.A. (Unidad Tributaria Anual). Endesa Chile dedujo recurso de reposición administrativa ante la misma SEC, el que fue denegado por Resolución Exenta N° 703, de 25 de marzo de 2013, confirmándose con ello la multa aplicada. Posteriormente, se interpuso recurso de reclamación eléctrica ante la Corte de Apelaciones de Santiago, recurso Rol 2262-2013. La Corte de Apelaciones, al conocer el reclamo interpuesto, confirmó la multa impuesta por la SEC, pero rebajó su cuantía de 1200 UTA, a 400 UTA. En contra de dicha resolución, Endesa presentó recurso de apelación ante la Corte Suprema, respecto del cual dicha Corte procedió a confirmar el fallo apelado, dejando vigente la multa por 400 UTA (aprox. M\$ 203.059). **Terminada y pagada.**
- En el mes de enero de 2013, Endesa Chile fue notificada de la Resolución Exenta SEC N° 2496, que le aplica una sanción a la compañía de 10 U.T.A., equivalentes a M\$ 4.952, por infracción a lo dispuesto en el artículo 123 del D.F.L. N° 4/20.018 de 2006, toda vez que se habría incumplido la obligación de comunicar a la SEC la puesta en servicio de las instalaciones eléctricas, dentro de los plazos previstos en la citada disposición legal. Endesa Chile, allanándose a los cargos, procedió a pagar íntegramente la multa impuesta. **Terminada y pagada.**
- Durante el primer trimestre de 2013, Endesa Chile, fue notificada de 3 resoluciones del SEREMI de Salud, de la Región del Maule N°s 1057, 085 y 970, las que resolviendo los sumarios sanitarios Rit: N°s 355/2011, 354/2011 y 356/2011 respectivamente, aplican una sanción de 20 UTM cada una, por las siguientes infracciones: Resolución N° 1057, sanciona infracción sanitaria al Decreto 594 de 1999, Reglamento sobre Condiciones Sanitarias y Ambientales Básicas en los lugares de Trabajo, específicamente, en las instalaciones de la Central Cipreses, dicha sanción se encuentra íntegramente pagada. Resolución N° 085, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno SIEMENS-SCHUKERTWERKE A6 de 20,8 Kw de potencia, ubicado en la instalación Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución, se encuentra actualmente impugnada. Resolución N° 970, sanciona el incumplimiento al D.S. N° 90/2011 que establece la obligación de declarar emisiones de los años 2009 y 2010 de 1 grupo electrógeno CONEX de 34 Kw, ubicado en la instalación denominada Bocatoma Maule Isla. Dicha resolución se encuentra actualmente impugnada. Total 60 UTM, equivalentes a M\$ 2.592.
- En el mes de septiembre de 2013, Endesa fue notificada del ORD N° 603 de la Superintendencia de Medio Ambiente (SMA), que inicia el procedimiento sancionatorio y formula cargos en contra de Endesa, Titular del Proyecto Ampliación Central Bocamina Segunda Unidad, por una serie de infracciones a la normativa ambiental e instrumento de regulación ambiental (RCA). El procedimiento sancionatorio, tiene como antecedente la inspección realizada por personal de la SMA efectuada los días 13 y 14 de febrero, y 19, 26 y 27 de marzo de 2013, a las instalaciones de la Central termoeléctrica Bocamina, dicha autoridad constató una serie de infracciones a la Resolución Exenta N° 206, de 2 de agosto de 2007 ("RCA N° 206/2007), aclarada por las Resoluciones Exentas N° 229, de 21 de agosto de 2007 (RCA N° 229/2007) y N° 285, de 8 de octubre de 2007 (RCA N° 285/2007), que califican ambientalmente al proyecto en comento. Las infracciones objeto de la formulación de cargos consisten principalmente en : (i) No contar con un canal de descarga del sistema de refrigeración, que penetre en el mar 30 metros desde el borde de la playa; (ii) No tener operativo el Desulfurizador de Bocamina I; (iii) No remitir la información solicitada por el funcionario de la Superintendencia, relativa a los registros históricos de reporte de emisiones en línea (CEMs) desde el inicio de la operación hasta la fecha; (iv) Superar el límite CO para Bocamina I impuesto en la RCA de Bocamina II durante el mes de enero 2013; (v) El cierre acústico perimetral de Bocamina I presenta fallas y aperturas entre paneles; (vi) Emitir ruidos por encima de lo establecido en la normativa; (vii) No contar con las barreras tecnológicas que impidan la entrada masiva de Biomasa en la bocatoma de la central. Endesa presentó dentro de plazo, un programa de cumplimiento, el que fue rechazado. Con fecha 27 de noviembre de 2013, la SMA reformuló los cargos cursados agregando dos nuevos a los ya efectuados (Incumplimiento de la RCA N° 206/2007, considerada como infracción grave y, no cumplir con el requerimiento de información efectuado en Ord. UIPS N° 603, que formula cargos, considerada como infracción grave.

Con fecha 11 de agosto de 2014, la SMA dictó resolución N° 421 que aplica sanción a Endesa, por los incumplimientos ambientales materia del proceso sancionatorio, aplicando una multa de 8.640,4 UTA (aprox. M\$ 4.478.976). En su contra, Endesa presentó reclamo de ilegalidad ante el Tercer Tribunal Ambiental de Valdivia, el que a la fecha se encuentra pendiente de resolverse.

- Producto del accidente laboral de uno de los trabajadores del contratista Metalcav, verificado con fecha 12 de junio de 2014, en las Obras de Bocamina II, la inspección del trabajo de la región del Biobío, resolvió imponer una multa de M\$ 2.523 a Endesa por sus infracciones a sus deberes como empresa mandante. **Terminada y pagada.**
- Con fecha 20 de mayo de 2014, la Corte de Apelaciones de Valparaíso, confirmó la multa impuesta por el Juzgado de Policía Local de Quintero, que acogiendo una denuncia de la CONAF sanciona a Endesa con M\$ 2.646, por la corta de especies arbóreas sin contra previamente con un plan de manejo forestal aprobado por CONAF, realizada en el predio "Valle Alegre, Parcela 22, sitio 3 de la comuna de Quintero, hecho con la finalidad de despejar tendido eléctrico de alta tensión existente en el lugar. Multa pagada en el tribunal competente. **Terminada y pagada.**
- Con fecha 23 de junio de 2014, la SISS (Superintendencia Servicios Sanitarios) impuso una multa por 13 UTA (aprox. M\$ 6.599) a Endesa, por las infracciones en que incurre el funcionamiento de la Central San Isidro II, por cuanto ésta unidad térmica descargó residuos líquidos, de su proceso de enfriamiento, con valores superiores a los permitidos en la norma de emisión vigente D.S. 90. Concentración de sulfatos. **Terminada y pagada**
- En el mes de julio de 2014 la Dirección del Trabajo de Coronel multó a Endesa por una serie de infracciones a la legislación laboral relativa a funcionarios que prestan servicios en dependencias de la Central Bocamina. Las infracciones sancionadas son: i) Exceder el máximo de 2 horas extraordinarias por día; ii) no otorgar descanso los días domingos; iii) llevar incorrectamente el registro de asistencias; iv) exceder el máximo de 10 horas de jornada de trabajo. La multa impuesta por cada una de las infracciones detectadas alcanzó la suma total de \$10.122.720, suma que la compañía pagó íntegramente. **Terminada y pagada.**

2. Pehuenche

- Durante el ejercicio 2011 la sociedad fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con una multa por el black out del 14 de marzo de 2010, por un monto de 602 U.T.A, equivalentes a M\$ 298.084. Pehuenche ha deducido el recurso de reclamación eléctrica correspondiente ante la Corte de Apelaciones de Santiago, la cual con fecha 18.01.2013 rechazó este recurso, confirmando la multa. En contra de dicha resolución, Pehuenche presentó recurso de apelación para ante la Corte Suprema, la cual con fecha 20 de noviembre de 2013 rechazó el recurso interpuesto y confirmó la multa aplicada, rebajando su cuantía a 421 U.T.A., equivalentes a M\$ 208.461. **Terminada y pagada.**
- Con fecha 2 de octubre de 2013 la Superintendencia de Valores y Seguros, aplicó sanción de multa a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General, por supuestas infracciones al artículo N°54 de la Ley 18.046, "sobre el derecho de todo accionista para examinar, durante los 15 días anteriores a una junta ordinaria de accionistas, la memoria, balance, inventario, actas, libros e informes de los auditores externos de una sociedad", resolviendo lo siguiente:
Aplicase a Empresa Eléctrica Pehuenche S.A. y a su Gerente General señor Lucio Castro Márquez, la sanción de Multa ascendente a U.F. 150, cada uno, por infracción a lo dispuesto en los artículos N°54 de la Ley N°18.046 y al artículo N°61 del Reglamento de Sociedades Anónimas vigente a la época de los hechos sancionados.
La sanción se aplicó como consecuencia de una denuncia efectuada por Inversiones Tricahue S.A. en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A., basada en el hecho que el día 24 de abril de 2012, se constituyó el Gerente de la denunciante en las oficinas de Pehuenche, para examinar los libros de actas del directorio de la sociedad, y manifiesta que le impusieron como condición previa firmar una carta de confidencialidad e indemnidad a favor de Pehuenche, lo que estima ilegal y arbitrario.
Con fecha 24 de agosto de 2012, la denunciante Inversiones Tricahue S.A., había retirado la denuncia formulada en contra de Empresa Eléctrica Pehuenche S.A..
A su vez, la Compañía y su Gerente General, respectivamente, ejercieron la acción del artículo N°30, del Decreto Ley N°3.538, en forma y plazo, reclamando ante la Justicia Ordinaria en contra de la resolución de la SVS, para obtener su revocación.
Finalmente, con fecha 20 de mayo de 2014, el Tribunal conociendo del reclamo interpuesto, dictó sentencia que revoca la sanción aplicada, por carecer ésta de fundamentos. **Terminada.**

3. Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Hidroeléctrica el Chocón (HECSA) fue multada por la Autoridad Jurisdiccional de las Cuencas de los ríos Limay, Neuquén y Negro (AIC) por incumplimiento de ciertas obligaciones del Contrato de Concesión por un monto de M\$ 3.069 pesos argentinos (aprox. M\$ 217.766). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo por lo que dichas sentencia no se encuentra firme. Asimismo, el mencionado organismo impuso a HECSA una multa de M\$ 43 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.051) por incumplimiento del deber de informar. Con fecha 11 de junio de 2014 se pagaron \$ 58,91 pesos argentinos (aprox. M\$ 4) por concepto de intereses punitivos por esta sanción.
- Para el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2013, el Ente Nacional Regulador de Energía (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 20 pesos argentinos (aprox. M\$ 1.419). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- En otro orden, para el período que comenzó el 1 de enero de 2014 y hasta el 31 de marzo de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 11 pesos argentinos (aprox. M\$ 781). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Finalmente, para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso dos sanciones por un monto de M\$ 3 pesos argentinos (aprox. M\$ 213).

4. Endesa Costanera S.A.

- Durante el ejercicio 2012 y hasta el 30 de junio de 2013 la sociedad fue sancionada por la Dirección General de Aduanas con dos multas por un monto total de M\$ 47.949 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.402.299). Se analiza eventual responsabilidad de Mitsubishi, en cuyo caso dicho monto podrá ser reclamado a este último proveedor. Asimismo, el ENRE impuso dos sanciones por un monto de M\$ 51 pesos argentinos (aprox. M\$ 3.619). La compañía ha presentado el recurso de reclamación respectivo.
- Para el período que comenzó el 1 de abril de 2014 y hasta el 30 de junio de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 40 pesos argentinos (aprox. M\$ 2.843). La misma se abonó con fecha 30 de junio de 2014.
- Finalmente durante el período comprendido entre el 1° de julio de 2014 y el 31 de diciembre de 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso una sanción por un monto de M\$ 102 pesos argentinos (aprox. M\$ 7.238). Su pago se efectuó con fecha 20 de noviembre de 2014.

5. Edegel S.A.A.

- En el mes de abril de 2011, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2006, por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 10.162.561 (aprox. M\$ 2.062.942). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En febrero de 2012, SUNAT ordenó a Edegel S.A.A. el pago de S/. 38.433.190,24 (aprox. M\$ 7.597.565) por concepto de tributo omitido, intereses y multas en relación a un proceso de fiscalización, originado en enero de 2006, sobre el Impuesto a la Renta del año 1999. Al respecto, Edegel S.A.A. pagó el importe requerido por SUNAT y presentó una demanda contencioso-administrativa, la cual se encuentra pendiente de resolución.
- En agosto de 2012, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) (aprox. M\$ 3.704) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones a la CCIT: cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensación por calidad de tensión primer semestre 2011; (ii) no haber cumplido con el plazo para entrega de información de calidad del producto, para el mismo período; y (iii) haber reportado archivos de extensión RDI y RIN vacíos.
- En abril de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una las siguientes multas: (i) S/. 7.604,57 (aprox. M\$ 1.391) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación térmica para el cuarto trimestre de 2008; (ii) S/. 200.941,48 (aprox. M\$ 40.789) por exceso del plazo para la actividad de mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica para el cuarto trimestre de 2008; (iii) S/. 40.700 (aprox. M\$ 8.261) (11 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por no haber presentado la justificación técnica dentro del plazo para el segundo trimestre de 2008; y, (iv) S/. 106.073,17 (aprox. M\$ 19.404) por no haberse encontrado disponible la unidad de generación luego de haber sido convocada por requerimiento del SEIN para el cuarto trimestre de 2008.

- Edegel S.A.A. no ha impugnado las sanciones (i) y (iv), y, con fecha 2 de mayo de 2013, procedió a pagarlas conforme a los beneficios de pronto pago. Sin embargo, mediante recurso de apelación, Edegel S.A.A. ha impugnado los numerales (ii) y (iii). Frente a ello, el Tribunal de Apelaciones de Sanciones en Temas de Energía y Minería de OSINERGMIN, mediante su Resolución N° 107-2014-OS/TASTEM-S1 notificada a Edegel S.A.A. con fecha 15 de abril de 2014, resolvió declarar nula la Resolución de Gerencia General que impuso la multa, debido a que no era competente para hacerlo, siendo el órgano competente la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.
- En ese sentido, con fecha 1 de setiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica de OSINERGMIN N° 1380-2014, por la cual se resolvió sancionar a Edegel S.A.A. con las mismas multas contenidas en la Resolución de Gerencia General. Ante ello, Edegel S.A.A. ha vuelto a presentar la impugnación, dejando constancia de que las sanciones (i) y (iv) ya fueron canceladas.
- En mayo de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2007 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 9.384.971 (aprox. M\$ 1.905.095). La apelación presentada se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En junio de 2013, Edegel S.A.A. fue notificada por Electroperú S.A. por la aplicación de penalidad al Contrato N° 132991 "Servicio de Capacidad Adicional de Generación a través de la Conversión de Equipos al Sistema de Generación Dual" ascendente al monto de S/. 481.104,53 (aprox. M\$ 97.661) por el incumplimiento en las condiciones en la ejecución del servicio contratado, de acuerdo a lo ofertado en el contrato de la referencia.
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 453,86 (aprox. M\$ 90) por haber excedido en el plazo para la actividad en mantenimiento respecto a las unidades de generación hidráulica acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto total de S/. 340,40 (aprox. M\$ 67).
- En julio de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 4.070 (aprox. M\$ 805) por no haber presentado la justificación técnica correspondiente dentro del plazo establecido acorde con el numeral 6 del "Procedimiento para la Supervisión de la Disponibilidad y el Estado Operativo de la Unidades de Generación del SEIN". Al haber sido pagada antes de los 15 días requeridos se canceló la multa por el monto de S/. 3.052,50 (aprox. M\$ 603).
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionada por la Municipalidad Distrital de Callahuanca mediante Resolución de Alcaldía N° 060-2013 MDC, se inicia procedimiento sancionador por no contar con el informe de inspección técnica de seguridad en defensa civil multidisciplinaria, con multa ascendente a S/. 37.000 (aprox. M\$ 7.510) (10 Unidad Impositiva Tributaria – UIT) de acuerdo a la Ley N° 29664 y su reglamento.
- En noviembre de 2013, Edegel S.A.A. fue sancionado con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de los pagos a cuenta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 1.695.331 (aprox. M\$ 344.142). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución por SUNAT.
- En diciembre de 2013, Scotiabank Perú S.A.A., con quien Edegel S.A.A. ha suscrito un contrato de leasing referido al Proyecto Santa Rosa, fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación de tributos supuestamente dejados de pagar en la importación por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 13.515,23 (aprox. M\$ 2.743). Scotiabank Perú S.A.A. presentó la impugnación respectiva en enero de 2014.
- En mayo de 2014, Edegel S.A.A. fue notificado con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del OSINERGMIN N° 743-2014, de fecha 27 de mayo de 2014, la cual resuelve sancionar a Edegel con una multa de 0.50 UIT por haber transgredido el indicador CCIT: Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por calidad de tensión, en el segundo semestre 2012, de acuerdo con lo establecido en el literal B) del numeral 5.1.2 del 'Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica'.
- En junio de 2014, Edegel S.A.A., a propósito de la fiscalización del Impuesto a la Renta del año 2009, procedió con regularizar una omisión en la determinación del referido impuesto y, pagó por concepto de multa asociada el importe de S/. 2.070 (aprox. M\$ 409).
- En septiembre de 2014, Edegel S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por SUNAT vinculada con la determinación del Impuesto a la Renta anual del ejercicio 2009 por un monto actualizado al 30 de septiembre de 2014 de S/. 315.230 (aprox. M\$ 65.315). Dicha multa ha sido aceptada por Edegel, motivo por el cual procedió con efectuar el pago de la misma.

6. Chinango S.A.C.

- En octubre de 2010, Chinango fue sancionada por la Municipalidad Distrital de San Ramón con una multa referida al Impuesto de Alcabala que gravó la transferencia de determinados activos en la Reorganización Simple llevada a cabo entre Edegel S.A.A. y Chinango S.A.C. y que entró en vigencia el 31 de mayo de 2009. La multa actualizada al 31 de diciembre de 2014 asciende a S/. 1.786.533 (aprox. M\$ 362.656). La reclamación presentada se encuentra pendiente de resolución.
- En el mes de mayo de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 40.150 (aprox. M\$ 7.937) (11 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) no haber cumplido con el plazo para la entrega de información referida a la calidad de producto, respecto a los archivos fuente – NTCSE; y (ii) por haber reportado los archivos RIN y CI1 con errores (información no veraz) de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 18.250 (aprox. M\$ 3.608) (5 Unidades Impositivas Tributarias - UIT) por las siguientes infracciones: (i) transgresiones al indicador CCIT; (ii) no haber cumplido con el plazo de entrega de información; y (iii) haber remitido 2 reportes RIN y RD vacíos. Dicha multa fue cancelada.
- En el mes de agosto de 2012, Chinango S.A.C. fue sancionada por el Tribunal de apelaciones y sanciones el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente S/. 29.200 (aprox. M\$ 5.772) (8 Unidades Impositivas Tributarias - UIT), al declarar infundado el recurso de apelación interpuesto por Chinango S.A.C. contra la Resolución de Gerencia General N° 014801, la cual impuso una sanción por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"), correspondiente al primer semestre 2010 y la confirmó en todos sus extremos. Dicha multa fue cancelada.
- En enero de 2013, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2010 por un monto ascendente a S/. 367.915 (aprox. M\$ 76.232), importe que fue pagado en febrero de 2013 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La apelación presentada, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.
- En el mes de junio de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con Resolución de Ejecución Coactiva N° 0398-2012, a fin de que cumpla con pagar multa ascendente a S/. 3.800 (aprox. M\$ 771) impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) por las siguientes infracciones: (i) incumplir con el indicador CCII para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el inciso A) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; (ii) incumplir con el indicador CPCI para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el inciso C) del numeral 5.2.2 del "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos y su Base Metodológica"; y, (iii) incumplir con remitir los reportes de interrupciones (archivos RIN y RDI) vacíos a pesar de que existieron interrupciones que afectaron a sus clientes, para el primer semestre 2010 de acuerdo a lo establecido en el literal e) del artículo 31° de la Ley de Concesiones Eléctricas.
- En el mes de septiembre de 2013, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Gerencia de Fiscalización Eléctrica del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) N° 19693, mediante la cual se impone multa ascendente a S/. 1.850 (aprox. M\$ 366) (0.50 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por: (i) incumplimiento del plazo para la entrega de información de calidad de tensión en el primer semestre 2012. Multa fue reducida en un 25% al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.
- En marzo de 2014, Chinango S.A.C. fue notificada con la Resolución de Ejecución Coactiva N° 0350-2014, a fin de que cumpla con pagar el saldo de multa ascendente a S/. 12.100 (aprox. \$ 2.456), impuesta por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), en razón de que el monto total de la multa, impuesta mediante la sanción N° 014799-2012-OS/CG, es de 11 UIT (S/. 48.800, aprox. M\$ 9.906).
- En enero de 2014, Chinango S.A.C. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2011 por un monto ascendente a S/. 613.390 (aprox. M\$ 122.542), importe que fue pagado en febrero de 2014 aplicando un régimen de rebaja y sin perjuicio de interponer los medios impugnatorios respectivos. La reclamación presentada, fue resuelta en contra de Chinango S.A.C. mediante Resolución de SUNAT notificada en diciembre 2014 y, contra la cual, Chinango S.A.C. interpondrá el recurso de apelación respectivo.

7. Emgesa

- Mediante Resolución 10 de agosto de 2012 el Instituto Colombiano de Antropología e Historia –ICANH- impuso una sanción a la compañía de 200 salarios mínimos legales mensuales vigentes, Col\$ 113.340.000 (aprox. M\$ 28.744), por considerar que no se dio cumplimiento a la normativa y a los procedimientos establecidos en caso de hallazgos arqueológicos como los ocurridos entre los días 3 al 6 de abril de 2011 en zona del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo. En contra de la resolución antes mencionada, Emgesa presentó recurso, sin embargo el ICANH, mediante Resolución 149 del 22 de octubre de 2012, confirmó la sanción.

b) Asociadas y Negocios Conjuntos

1. Enel Brasil S.A. y Filiales

1.1 Ampla Energía S.A.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por medición consumo de energía por un monto de M\$ 2.863 reales (aprox. M\$ 653.989). Durante 2011 fue sancionada con 3 multas por violación de los indicadores de telemarketing y tarifas de venta energía por un valor de M\$ 7.079 de reales (aprox. M\$ 1.617.041). Adicionalmente al 31 de diciembre de 2012 Ampla fue sancionada con una multa por la Secretaria de Receita Federal por incumplimiento de obligaciones fiscales por un monto de M\$ 7.478 reales (aprox. M\$ 1.708.183). La compañía ha presentado los recursos de reclamación respectivos.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 7 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL), por problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, bien como por otras razones, por un monto de \$ 29.810.687 reales (aprox. M\$ 6.809.591). La compañía presentó recursos y aún existen 4 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 143.601 reales (aprox. M\$ 36.037). En el año de 2012, habían sido recibidas solamente 2 sanciones en un total de \$ 3.557.786 reales (aprox. M\$ 812.697), por los cuales hemos pagado \$ 2.112.600 reales (aprox. M\$ 530.159).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservação da Biodiversidade, INEA – Instituto Estadual de Ambiente y otros), por la supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía y construcción en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de \$ 120.204 reales* (aprox. M\$ 27.457). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla pagó multas en el valor de \$ 66.310 reales (aprox. M\$ 16.641). (*Aclaración: Algunas sanciones aún no tuvieron su valor definido, lo que solamente ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla). En el año de 2012, habían sido recibidas 14 sanciones en un total de \$ 76.426 reales (aprox. M\$ 17.457).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con la devolución de cobros indebidos y otros servicios ejecutados irregularmente, por un monto de \$ 24.234 reales (aprox. M\$ 5.535). La compañía presentó recursos para todas las sanciones y aún no tenemos la definición de los mismos. En el año de 2012, habían sido recibidas 3 sanciones en un total de \$ 20.840 reales (aprox. M\$ 4.760), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso y aún no tenemos la definición. Los órganos laborales no apuntan el valor de la sanción, lo hace solamente después de analizado el recurso. En el año de 2012, habían sido recibidas 5 sanciones, que también aún están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por calidad técnica, por un monto de € 6.759.518 (aprox. M\$ 4.983.770). En contra las sanciones han sido presentados recursos administrativos, un rechazado y otro pendiente de juzgamiento. Ampla ha pagado la cuantía de € 1.202.986 (aprox. M\$ 886.957). En 2013, Ampla ha sido sancionada 7 veces, especialmente por la calidad del servicio en un total de € 9.368.747 (aprox. M\$ 6.907.545), por los cuales ha pagado € 843.869 (aprox. M\$ 622.181). Existen pendientes de análisis 2 recursos presentados por Ampla en contra sanciones de 2013.

- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 15 multas por los órganos ambientales (ICMBio - Instituto Chico Mendes de Conservación da Biodiversidad y INEA – Instituto Estadual de Medioambiente y órgano municipal del medioambiente), por supresión irregular de vegetación, muerte de animales en razón de contacto con nuestra red de energía, destinación indebida de residuos y construcción de red de energía en áreas prohibidas o sin autorización, por un monto de € 80.263* (aprox. M\$59.177). La compañía ha presentado recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. Ampla ha pagado la cuantía de € 460 por sanciones. En 2013, la sociedad fue sancionada con 19 multas por los órganos ambientales por los mismos asuntos del año de 2014 por € 35.940* (aprox. M\$ 26.498). La compañía presentó recursos contra casi todas las sanciones recibidas, pero aún no tenemos las decisiones de esos recursos. En 2013, Ampla ha pagado 3 sanciones al valor de € 19.826 (aprox. M\$14.617).

(*) Aclaración: El valor de algunas sanciones no ha sido definido, lo que ocurrirá después de la presentación de algunas informaciones por Ampla.

- En 2014, Ampla ha sido sancionada con 14 multa por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/RJ), por problemas con calidad del suministro de energía eléctrica, por un por un monto de € 665.565 (aprox. M\$ 490.718), contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Solamente un recurso ha sido juzgado y por el que Ampla ha pagado € 1.958 (aprox. M\$ 1.443). En 2013, habían sido recibidas 4 sanciones en un total de € 7.616 (aprox. M\$ 5.615), que también están pendientes de recursos presentados por Ampla.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en contra las cuales ha presentado recursos administrativos. Un recurso fue rechazado y Ampla ha pagado la cuantía de € 61,74 (aprox. M\$ 46), los demás aún no han sido juzgados. En 2013, Ampla ha sido sancionada con 1 multa, por un monto de € 641 ya pagado.

1.2 Coelce.

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, la sociedad fue sancionada con 2 multas por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por incumplimientos de norma técnicas por un monto de M\$ 689 reales (aprox. M\$ 157.387).
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de \$ 34.877.282 reales (aprox. M\$ 7.966.942). La compañía presentó recursos y aún existen 26 sin una decisión final. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a \$ 395.125 reales (aprox. M\$ 90.257). En el año de 2012, habían sido recibidas 24 sanciones en un total de \$ 53.810.352 reales (aprox. M\$ 12.291.781), por los cuales hemos pagado \$ 707.423 reales (aprox. M\$ 177.529) y aún no tenemos decisión final en 16 de ellas.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileiro del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En el año 2013, la sociedad fue sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de \$ 21.837 reales (aprox. M\$ 4.988). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, falta uno por resolver; los demás fueron rechazados y las multas pagadas por Coelce al valor de \$ 15.901 reales (aprox. M\$ 3.990). En el año de 2012, habían sido recibidas 2 sanciones en un total de \$ 12.953 reales (aprox. M\$ 3.251), los cuales hemos pagado.
- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. La compañía presentó recurso, pero no obtenemos éxito y hemos pagado la cuantía de \$ 9.694 reales (aprox. M\$ 2.433). En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 8 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población), por calidad técnica y por errores en la base de activos, por un monto de € 8.702.775 (aprox. M\$ 6.416.527). Coelce ha pagado € 16.319 por una de las multas y ha presentado recursos en relación a los demás. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 32 multas por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) o su representante local (ARCE), por accidente con terceros (población) (fueron siete), problemas con la calidad técnica, errores en las evidencias presentadas en las fiscalizaciones realizadas, por irregularidades con el proyecto Coelce Plus, bien como por otras razones, por un monto de € 10.938.249 (aprox. M\$ 8.064.734). La compañía presentó recursos y aún existen 17 sin decisión firme. Los demás fueron resueltos con la revocación de la sanción o con el pago, que ascendieron a € 1.418.561 (aprox. M\$1.045.900).

- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por los órganos ambientales (IBAMA - Instituto Brasileño del Medioambiente e de los Recursos Naturales Renovables, ICM-Bio - Instituto Chico Mendes de Conservación de la Biodiversidad).
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por un monto de € 24.743 (aprox. M\$18.242), por supuesto incumplimiento de plazos y damnificación de aparatos. Coelce ha presentado 3 recursos administrativos y ha pagado 1 sanción al valor de € 933. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 4 multas por Autarquía de Defensa y Protección del Consumidor (PROCON/CE), por supuesta infracción a los derechos de consumidores por un monto de € 7.220 (aprox. M\$ 5.323). La compañía presentó recursos contra todas las sanciones, pero todos han sido rechazados y Coelce ha pagado las multas.
- En 2014, la sociedad ha recibido 6 actas de infracción por los órganos de defensa de los empleados (SRTE) en razón de accidentes ocurridos con empleados. En 2013, la sociedad había sido sancionada con 2 multas por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), por problemas relacionados con cuestiones formales en regla. COELCE ha pagado la cuantía de € 3.206 (aprox. M\$2.363) por las sanciones del año de 2013.

1.3 Cien.

- En el año de 2013, la sociedad fue sancionada con 1 multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de \$ 32.136 reales (aprox. M\$ 7.340). La compañía presentó recurso y que aún no tuvo decisión. En el año de 2012 la sociedad no fue sancionada.
- En los años de 2012 y 2013, la sociedad no fue sancionada por otros asuntos (ambientales, consumidor o laborales).
- En 2014, CIEN no ha sido sancionada con multa por Agencia Nacional de Energía Eléctrica – ANEEL o cualquier otra autoridad fiscalizadora. En el año de 2013, la sociedad había sido sancionada con 1 multa por la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) por una cuestión formal (falta de presentación de documentación) por un monto de € 10.100 (aprox. M\$ 7.446). CIEN interpuso recurso que fue aceptado, la multa fue anulada por el órgano juzgador.
- En 2014, la sociedad ha sido sancionada con 2 multa por los órganos de defensa de los empleados (SRTE), en contra han sido presentados recursos administrativos. Cien ha pagado una multa al valor de € 61,74 (aprox. \$ 45.521) y el recurso en contra de la otra sanción a la fecha no ha sido juzgado. En 2013, la sociedad no ha sido sancionada.
- En los años de 2013 y 2014, la sociedad no ha sido sancionada por otros asuntos (ambientales o laborales).

2. Transquillota

- En el ejercicio 2012 la sociedad Transquillota en la cual Endesa Chile participa en un 50% y en el otro 50% participa Colbún, fue auditada por el Servicio de Impuestos Internos (SII) por un Programa de acreditación de gastos, considerando el SII que ciertas partidas como la depreciación por Activo Fijo no se había efectuado en la forma debida. Debido a lo anterior se presentó reconsideración administrativa de la Revisión de la Actuación Fiscalizadora (RAF) explicando las diferencias, acogándose las explicaciones de la empresa y rebajándose los intereses y multas a pagar al monto de M\$ 19.208 el cual fue pagado con fecha 27.03.2013. Endesa Chile sólo participa en un 50% del pago, estos es, de M\$ 9.604. **Terminado y pagado.**

La sociedad y su Directorio no han sido objeto de otras sanciones por parte de la SVS, ni por otras autoridades administrativas.

Nota 37

Medio Ambiente

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	Saldo al		
		31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Endesa Chile S.A.	Estudios, monitoreos, análisis de laboratorio, retiro y disposición final de residuos sólidos en centrales hidroeléctricas (C.H.) y centrales termoeléctricas.	1.894.105	1.996.818	2.298.344
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, protección de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	975.993	417.966	915.325
Total		2.870.098	2.414.784	3.213.669

Nota 38

Información Financiera Resumida De Filiales

El detalle de la información financiera resumida al 31 de diciembre de 2014 y 2013, bajo Normas Internacionales de Información Financiera es el siguiente:

	Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	75.414.557	209.069.274
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	77.067.775	450.573.978
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	19.183.735	7.107.942
Endesa Argentina S.A.	separado	1.924.047	42.081.267
Endesa Costanera S.A.	separado	31.868.372	154.649.134
Hidroinvest S.A.	separado	562.612	14.962.217
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	22.930.536	137.891.546
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	4.162	753.403
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	329.672.209	1.782.307.979
Generandes Perú S.A.	separado	3.473.185	219.325.990
Edegel S.A.A.	separado	110.164.628	720.449.664
Chinango S.A.C.	separado	8.439.096	111.912.667
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238

	Estados financieros	Activos Corriente M\$	Activos No Corrientes M\$
Endesa Eco S.A.	separado	-	-
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	33.988.505	217.379.509
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	-	-
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	74.282.837	428.366.270
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	12.248.481	10.007.003
Endesa Argentina S.A.	separado	1.796.454	47.229.472
Endesa Costanera S.A.	separado	30.153.983	112.614.109
Hidroinvest S.A.	separado	528.995	16.812.785
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	14.903.801	132.833.440
Southern Cone Power Argentina S.A.	separado	7.901	846.585
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	321.051.970	1.707.315.179
Generandes Perú S.A.	separado	214.375	202.971.423
Edegel S.A.A.	separado	97.736.569	678.847.872
Chinango S.A.C.	separado	7.048.693	104.913.829
Grupo Generandes Perú	consolidado	104.859.262	773.401.182
Grupo Endesa Argentina	consolidado	46.120.168	251.298.793

31 de diciembre de 2014

Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
284.483.831	(59.142.217)	(53.952.811)	(113.095.028)	227.886.302	(84.724.022)	143.162.280	(51.043)	143.111.237
527.641.753	(110.849.007)	(30.918.614)	(141.767.621)	318.959.142	(229.058.776)	89.900.366	(604)	89.899.762
26.291.677	(3.709.123)	(1.789.703)	(5.498.826)	10.484.435	(4.653.716)	5.830.719	(12.156)	5.818.563
44.005.314	(749.815)	-	(749.815)	340.599	-	340.599	(5.299.756)	(4.959.157)
186.517.506	(108.956.607)	(56.967.994)	(165.924.601)	75.204.382	(29.671.728)	45.532.654	3.989.198	49.521.852
15.524.829	(423.843)	-	(423.843)	-	(2.811)	(2.811)	(1.868.145)	(1.870.956)
160.822.082	(31.540.350)	(46.058.232)	(77.598.582)	30.178.802	(19.141.980)	11.036.822	(8.763.212)	2.273.610
757.565	(3.229)	-	(3.229)	-	(4.919)	(4.919)	(94.023)	(98.942)
2.111.980.188	(500.414.812)	(883.041.284)	(1.383.456.096)	753.455.621	(464.634.223)	288.821.398	(73.145.883)	215.675.515
222.799.175	(3.148.425)	-	(3.148.425)	46.503.610	-	46.503.610	12.303.680	58.807.290
830.614.292	(85.724.692)	(235.667.176)	(321.391.868)	319.399.578	(213.260.179)	106.139.399	23.688.400	129.827.799
120.351.763	(7.433.439)	(39.382.244)	(46.815.683)	34.656.130	(19.644.709)	15.011.421	3.041.428	18.052.849
414.169.914	(33.603.748)	(45.037.585)	(78.641.333)	113.074.006	(89.858.398)	23.215.608	51.288.697	74.504.305
937.524.103	95.676.185	(275.049.420)	(179.373.235)	353.847.452	(242.497.338)	111.350.114	23.990.135	135.340.249
353.125.079	140.459.888	(101.749.459)	38.710.429	105.281.293	(48.769.700)	56.511.593	(5.660.609)	50.850.984

31 de diciembre de 2013

Total Activos M\$	Pasivos Corrientes M\$	Pasivos No Corrientes M\$	Total Pasivos M\$	Ingresos Ordinarios M\$	Costos Ordinarios M\$	Ganancia (Pérdida) M\$	Otro resultado integral M\$	Resultado integral total M\$
-	-	-	-	48.938.968	(24.522.864)	24.416.104	-	24.416.104
251.368.014	(35.867.416)	(41.936.800)	(77.804.216)	192.839.780	(78.347.987)	114.491.793	(13.866)	114.477.927
-	-	-	-	211.140.517	(157.918.033)	53.222.484	-	53.222.484
502.649.107	(173.508.052)	(25.716.898)	(199.224.950)	74.083.557	(66.581.674)	7.501.883	5.793	7.507.676
22.255.484	(3.182.462)	(4.599.826)	(7.782.288)	10.301.994	(4.155.242)	6.146.752	9.435	6.156.187
49.025.926	(811.271)	-	(811.271)	2.541.610	-	2.541.610	(8.696.980)	(6.155.370)
142.768.092	(162.244.700)	(9.452.339)	(171.697.039)	94.887.720	(118.255.734)	(23.368.014)	7.442.633	(15.925.381)
17.341.780	(369.837)	-	(369.837)	20.354	-	20.354	(3.526.947)	(3.506.593)
147.737.241	(21.069.801)	(45.717.551)	(66.787.352)	36.686.734	(25.681.727)	11.005.007	(16.110.208)	(5.105.201)
854.486	(1.209)	-	(1.209)	-	(14.112)	(14.112)	(178.479)	(192.591)
2.028.367.149	(229.533.581)	(864.631.943)	(1.094.165.524)	639.770.439	(408.981.567)	230.788.872	8.255.648	239.044.520
203.185.798	(10.853)	-	(10.853)	33.470.743	-	33.470.743	450.172	33.920.915
776.584.441	(98.497.242)	(220.222.435)	(318.719.677)	256.345.889	(175.933.003)	80.412.886	(6.517.312)	73.895.574
111.962.522	(11.790.622)	(36.119.840)	(47.910.462)	27.707.823	(17.541.290)	10.166.533	(1.599.071)	8.567.462
878.260.444	110.158.341	(256.342.275)	(146.183.934)	283.613.705	(200.901.785)	82.711.920	(9.871.336)	72.840.584
297.418.961	183.232.544	(54.121.669)	129.110.875	131.443.285	(141.303.392)	(9.860.107)	(10.906.856)	(20.766.963)

Nota 39

Hechos Posteriores

- 1) Con fecha 9 de Enero de 2015, Empresa Nacional de Electricidad S.A. y su filial Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. concretaron la venta, a Temsa Fondo de Inversión Privado, del 100% de sus participaciones en Sociedad Concesionaria Túnel El melón S.A.. El precio de la transacción ascendió a M\$ 25.000.000. y como resultado de esta operación el Grupo Endesa Chile reconocerá en 2015 una utilidad neta de aproximadamente M\$ 4.207.150.
- 2) En mayo de 2014 el Comité de Ministros revocó la RCA del proyecto Hidroaysén. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, Endesa Chile tomó conocimiento que se ha denegado parcialmente la solicitud de derechos de agua realizada por parte de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., en adelante "Hidroaysén" en el año 2008.
Endesa Chile manifiesta su voluntad de continuar defendiendo los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales tendientes a este fin. Endesa Chile mantiene el convencimiento que los recursos hidráulicos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.
Sin embargo, en la situación actual, existe incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysén ya que depende, tanto de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la agenda de energía que hoy no estamos en condiciones de prever. El proyecto no se encuentra en el portfolio de proyectos inmediatos de Endesa.
En consecuencia, la compañía ha decidido registrar una provisión por el deterioro de su participación en Hidroaysén S.A. por un monto de 69.066 millones de pesos (aproximadamente 121 millones de dólares), que afecta el resultado neto de la compañía del ejercicio 2014.
- 3) El proyecto Punta Alcalde cuenta con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada para el proyecto de generación (ratificada con medidas adicionales por la Corte Suprema en enero 2014). Para completar su tramitación ambiental, es necesaria la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) asociado a la línea de transmisión.
El equipo de Ingeniería de Endesa Chile, con el apoyo de nuestros expertos en tecnología de carbón, han estudiado las posibilidades de adaptar Punta Alcalde para que sea un proyecto rentable y tecnológicamente más sustentable. La conclusión alcanzada es que tales adaptaciones implicarían modificaciones mayores a la RCA aprobada de difícil tramitación.
Por lo tanto, la compañía ha decidido detener el desarrollo del proyecto Punta Alcalde y el proyecto de transmisión asociado Punta Alcalde-Maitencillo, a la espera de poder despejar la incertidumbre respecto de su rentabilidad, provisionando el valor de activos no recuperables.
En consecuencia, la compañía ha decidido registrar una provisión por deterioro del proyecto por un monto de 12.582 millones de pesos (aproximadamente 22 millones de dólares), que afecta el resultado neto de la compañía del ejercicio 2014 en 9.184 millones de pesos.
- 4) Con fecha 17 de octubre de 2012, Endesa Chile interpuso ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI), en adelante la Corte, una solicitud de arbitraje en contra de la empresa chilena Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada"; la empresa italiana "Tecnimont SpA"; la empresa brasileña Tecnimont do Brasil Construção e Administração de Projetos Ltda."; la empresa eslovaca "Slovenske Energetické Strojárne a.s." ("SES"); y la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada", en adelante todos colectivamente denominados "el Consorcio", con el objeto de exigir el íntegro y oportuno cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Consorcio al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina, contrato ACB-003.06., suministro llave en mano de una planta de generación térmica a carbón, en adelante el Contrato de Construcción. Se hace presente que esta información fue comunicada, en carácter de hecho esencial a esa Superintendencia, en la misma fecha precitada.
Con fecha 29 de enero de 2013 se informó a esa Superintendencia, en carácter de hecho esencial, que Endesa Chile había sido notificada por parte de la Secretaría Técnica de la citada Corte, que los integrantes del Consorcio, por separado habían procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile que contenía sus pretensiones y que junto con ello habían demandado reconvencionalmente a Endesa Chile por un monto de US\$ MM 1.294, en el caso de las empresas Tecnimont y por un monto de US\$ MM 15, en el caso de las empresas SES.

En sesión ordinaria de fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha aceptado y aprobado los términos y todos sus elementos de la esencia, de su naturaleza y los meramente accidentales del documento denominado "Transacción, Finiquito y Cancelación Condicionales", en adelante la Transacción, por el cual todas las partes que firman dicho documento (Empresa Nacional de Electricidad S.A. y el Consorcio) ponen término al arbitraje singularizado precedentemente y se otorgan un amplio finiquito recíproco de las obligaciones generadas al amparo del Contrato de Construcción. Se deja constancia que dicha aceptación y aprobación del Directorio de Endesa Chile de la Transacción, se ha acordado en la medida que se cumplan debida y oportunamente las condiciones suspensivas que se pactan en dicho instrumento, dentro de las cuales se cuenta que todos y cada uno de los directorios y/o órganos de administración de las sociedades que conforman el Consorcio hayan aceptado y aprobado expresamente los términos de la Transacción y todos sus elementos de su esencia, de su naturaleza y los meramente accidentales. Conforme a los términos de la Transacción, en caso de no verificarse, en tiempo y forma, las condiciones suspensivas a que se encuentra supeditada ésta quedará de pleno derecho sin valor alguno al haber fallado las condiciones pactadas para su exigibilidad. Finalmente, se hace presente que, como consecuencia de la Transacción, los efectos financieros para Endesa Chile y el proyecto Bocamina II, en particular, corresponden al reconocimiento de una mayor inversión de US\$ MM 125.

No se han producido otros hechos posteriores significativos entre el 1 de enero de 2015 y la fecha de emisión de los estados financieros.

Anexo N°1

Sociedades que Componen el Grupo Endesa Chile:

Este anexo es parte de la Nota 2.4 "Entidades filiales".

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2014		
			Directo	Indirecto	Total
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%
Extranjera	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	96,21%	0,00%	96,21%
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%
Extranjera	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	29,40%	54,20%	83,60%
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	26,87%	0,00%	26,87%
Extranjera	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	92,65%	0,00%	92,65%
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	99,66%	0,34%	100,00%
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	24,85%	50,82%	75,67%
78.932.860-9	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
96.830.980-3	GasAtacama Chile S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
77.032.280-4	Gasoducto TalTal S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjera	Generandes Perú S.A.	Nuevos Soles	61,00%	0,00%	61,00%
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2014		
			Directo	Indirecto	Total
Extranjera	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	2,48%	65,19%	67,67%
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	41,94%	54,15%	96,09%
Extranjera	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	1,00%	99,00%	100,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Dólar	50,00%	50,00%	100,00%
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	99,99%	0,01%	100,00%
Extranjera	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	94,95%	94,95%
Extranjera	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	98,00%	2,00%	100,00%
Extranjera	Termoeléctrica José de San Martín S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%
Extranjera	Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.	Peso Argentino	0,00%	20,86%	20,86%

(*) Ver Nota 2.4.1 y 5.

- Con fecha 17 de septiembre de 2014 fueron liquidadas las sociedades Atacama Finance Co. y Energex Co.

% Participación al 31/12/2013

Directo	Indirecto	Total	Relación	País	Actividad
0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
96,21%	0,00%	96,21%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
0,89%	0,00%	0,89%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
29,40%	54,20%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
26,87%	0,00%	26,87%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Colombia	Compra Venta de Energía Eléctrica
92,65%	0,00%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
99,66%	0,34%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
24,85%	50,82%	75,67%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Eléctrica y Gas Natural
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
61,00%	0,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible

% Participación al 31/12/2013

Directo	Indirecto	Total	Relación	País	Actividad
2,48%	65,19%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
41,94%	54,15%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
1,00%	99,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
0,00%	50,00%	50,00%	Filial	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
0,00%	0,00%	50,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Transporte y Distribución Comercial de Gas Natural
99,99%	0,01%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
0,00%	94,95%	94,95%	Filial	Colombia	Administración de Puertos
98,00%	2,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	20,86%	20,86%	Filial	Argentina	Construcción y Explotación de una Central de Ciclo combinado
0,00%	20,86%	20,86%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

Anexo N° 2

Variaciones del Perímetro de Consolidación:

Este anexo corresponde a la Nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación durante los ejercicios 2014 y 2013.

Sociedad	% Participación al 31 de diciembre de 2014			Método Consolidación
	Directo	Indirecto	Total	
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	50,00%	50,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GasAtacama Chile S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto TalTal S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Gasoducto Atacama Argentina S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
GNL Norte S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Progas S.A.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global

(*) Ver Nota 2.4.1 y 5.

- Con fecha 17 de septiembre de 2014 fueron liquidadas las sociedades Atacama Finance Co. y Energex Co.

Anexo N° 3

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos:

Este anexo corresponde a la Nota 3.h "Inversiones contabilizadas por el método de participación".

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación al 31/12/2014		
			Directo	Indirecto	Total
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	51,00%	0,00%	51,00%
Extranjera	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	0,89%	0,00%	0,89%
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	42,50%	0,00%	42,50%
Extranjera	Enel Brasil S.A.	Real	34,64%	4,00%	38,64%
Extranjera	Endesa Camsa S.A.	Peso Argentino	0,00%	45,00%	45,00%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Dólar	33,33%	0,00%	33,33%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	20,00%	0,00%	20,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (*)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%

(*) Ver Nota 2.4.1 y 5.

% Participación al 31 de diciembre de 2013

Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
0,00%	0,00%	0,00%	-
0,00%	0,00%	0,00%	-
0,00%	0,00%	0,00%	-
0,00%	0,00%	0,00%	-
0,00%	0,00%	0,00%	-
0,00%	0,00%	0,00%	-
0,00%	0,00%	0,00%	-

% Participación al 31/12/2013

Directo	Indirecto	Total	Relación	País	Actividad
51,00%	0,00%	51,00%	Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
0,89%	0,00%	0,89%	Asociadas	Argentina	Sociedad de Cartera
42,50%	0,00%	42,50%	Asociadas	Chile	Sociedad de Cartera
34,64%	4,00%	38,64%	Asociadas	Brasil	Sociedad de Cartera
0,00%	45,00%	45,00%	Argentina	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
33,33%	0,00%	33,33%	Asociadas	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
20,00%	0,00%	20,00%	Asociadas	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Generación de Energía y Transporte de Gas Natural
0,00%	50,00%	50,00%	Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

Anexo N° 4

Información Adicional sobre Deuda Financiera:

Este anexo corresponde a la Nota 18 "Otros pasivos financieros".

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

a) Préstamos bancarios

- Resumen de Préstamos Bancarios por Monedas y Vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014 M\$	Vencimiento		Tres a Cuatro Años M\$
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	
Chile	US\$	6,32%	5,98%	No	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-
Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	No	582	-	582	-	-	-
Perú	US\$	3,01%	2,93%	No	2.914.574	9.996.364	12.910.938	40.274.383	18.781.256	16.391.794
Argentina	US\$	13,33%	13,03%	No	2.808.939	12.054.341	14.863.280	1.039.398	-	-
Argentina	\$ Arg	34,36%	35,13%	No	4.667.574	8.107.262	12.774.836	7.968.912	188.784	-
Colombia	\$ Col	8,29%	8,13%	No	1.401.291	4.203.875	5.605.166	10.766.379	15.367.075	14.619.719
Total					11.813.229	35.382.418	47.195.647	60.049.072	34.337.115	31.011.513

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

									12/2014		
									Corriente		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	4,08%	3,93%	353.913	1.051.014	1.404.927
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,07%	2,97%	411.404	1.217.828	1.629.232
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Bank Of Nova Scotia	Perú	US\$	3,48%	3,40%	289.876	857.071	1.146.947
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	0,76%	0,78%	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	3,44%	3,36%	1.807.054	6.713.471	8.520.525
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US\$	0,97%	0,97%	52.327	156.980	209.307
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	BBVA Colombia	Colombia	\$ Col	8,39%	8,22%	1.027.774	3.083.323	4.111.097
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Banco Corpbanca	Colombia	\$ Col	8,19%	8,03%	373.517	1.120.552	1.494.069
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	\$ Arg	30,00%	30,00%	749.636	-	749.636
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad	Argentina	\$ Arg	25,59%	23,00%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	\$ Arg	35,75%	42,24%	308.554	836.632	1.145.186
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	37,50%	44,68%	119.500	337.442	456.942
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Nación Argentina	Argentina	\$ Arg	18,85%	18,85%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	\$ Arg	32,00%	37,14%	70.593	200.874	271.467
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	\$ Arg	36,00%	42,59%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	\$ Arg	35,00%	41,21%	112.554	319.053	431.607
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	\$ Arg	32,50%	37,81%	347.807	998.639	1.346.446
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Credit Suisse International	Argentina	US\$	13,25%	13,92%	122.704	2.324.204	2.446.908
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	36,00%	42,59%	132.215	371.509	503.724
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US\$	6,32%	5,98%	20.269	1.020.576	1.040.845
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander	Chile	Ch\$	6,00%	6,00%	582	-	582
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	EDC	E.E.U.U.	US\$	1,42%	1,34%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BBVA S.A.N.Y	E.E.U.U.	US\$	1,56%	0,99%	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Deutsche Bank	Argentina	US\$	13,35%	12,73%	1.331.375	4.844.938	6.176.313
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	US\$	13,35%	12,73%	667.376	2.425.364	3.092.740
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itau	Argentina	US\$	13,35%	12,73%	687.484	2.459.835	3.147.319
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itau	Argentina	\$ Arg	33,70%	29,25%	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	\$ Arg	30,72%	28,00%	1.522.852	-	1.522.852
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicato IV	Argentina	\$ Arg	35,26%	31,36%	306.765	1.185.867	1.492.632
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicato IV	Argentina	\$ Arg	35,26%	31,36%	273.493	1.057.510	1.331.003
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicato IV	Argentina	\$ Arg	35,26%	31,36%	262.403	1.014.727	1.277.130
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicato IV	Argentina	\$ Arg	35,26%	31,36%	86.271	335.251	421.522
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	\$ Arg	35,26%	31,36%	34.894	135.536	170.430
Extranjero	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	\$ Arg	35,26%	31,36%	340.037	1.314.222	1.654.259
Total M\$					47.195.647						

No Corriente			Corriente			No Corriente					
Vencimiento		Total	Vencimiento		Total	Vencimiento		Vencimiento		Total	
Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	No Corriente al 31-12-2014 M\$	Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$	Corriente al 31-12-2013 M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	No Corriente al 31-12-2013 M\$
-	-	-	842.850	106.843.174	107.686.024	892.825	-	-	-	-	892.825
-	-	-	7	-	7	-	-	-	-	-	-
256.394	-	75.703.827	3.055.656	4.146.020	7.201.676	10.047.517	14.963.210	15.340.751	13.282.260	-	53.633.738
-	-	1.039.398	3.542.419	8.408.627	11.951.046	1.641.372	-	-	-	-	1.641.372
-	-	8.157.696	14.276.066	4.487.398	18.763.464	6.898.796	4.852.373	-	-	-	11.751.169
13.872.363	48.015.897	102.641.433	1.431.306	4.293.917	5.725.223	5.725.223	11.271.083	16.244.420	15.481.057	65.954.840	114.676.623
14.128.757	48.015.897	187.542.354	23.148.304	128.179.136	151.327.440	25.205.733	31.086.666	31.585.171	28.763.317	65.954.840	182.595.727

12/2014								12/2013							
No Corriente							Corriente			No Corriente					
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$	
1.376.324	1.347.722	15.345.293	-	-	18.069.339	316.892	941.120	1.258.012	1.232.527	1.207.041	1.181.556	13.282.260	-	16.903.384	
1.585.546	1.541.859	-	-	-	3.127.405	366.751	1.085.588	1.452.339	1.413.234	1.374.130	1.335.025	-	-	4.122.389	
1.113.465	1.079.983	1.046.501	256.394	-	3.496.343	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	2.103.523	-	2.103.523	-	-	-	-	-	-	
14.284.700	14.811.692	-	-	-	29.096.392	268.490	2.119.312	2.387.802	7.401.756	12.382.039	12.824.170	-	-	32.607.965	
21.914.348	-	-	-	-	21.914.348	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
7.918.549	11.314.891	10.766.745	10.218.598	35.392.929	75.611.712	1.051.003	3.153.008	4.204.011	4.204.011	8.295.219	11.966.026	11.405.491	48.619.434	84.490.181	
2.847.830	4.052.184	3.852.974	3.653.765	12.622.968	27.029.721	380.303	1.140.909	1.521.212	1.521.212	2.975.864	4.278.394	4.075.566	17.335.406	30.186.442	
-	-	-	-	-	-	809.763	-	809.763	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	98.467	-	98.467	-	-	-	-	-	-	
990.314	-	-	-	-	990.314	2.514.705	-	2.514.705	-	-	-	-	-	-	
390.884	27.716	-	-	-	418.600	1.071.559	-	1.071.559	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	533.563	-	533.563	-	-	-	-	-	-	
236.632	17.012	-	-	-	253.644	656.552	-	656.552	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	1.150.992	-	1.150.992	-	-	-	-	-	-	
372.729	26.615	-	-	-	399.344	1.028.903	-	1.028.903	-	-	-	-	-	-	
1.199.174	87.541	-	-	-	1.286.715	3.391.799	-	3.391.799	-	-	-	-	-	-	
1.039.398	-	-	-	-	1.039.398	113.672	3.229.006	3.342.678	-	-	-	-	-	-	
425.630	29.900	-	-	-	455.530	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	28.293	921.118	949.411	892.825	-	-	-	-	892.825	
-	-	-	-	-	-	7	-	7	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	378.291	378.290	756.581	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	436.266	105.543.766	105.980.032	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	1.712.808	2.587.169	4.299.977	820.490	-	-	-	-	820.490	
-	-	-	-	-	-	857.292	1.295.083	2.152.375	410.356	-	-	-	-	410.356	
-	-	-	-	-	-	858.647	1.297.369	2.156.016	410.526	-	-	-	-	410.526	
-	-	-	-	-	-	163.618	-	163.618	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	1.511.204	-	1.511.204	-	-	-	-	-	-	
1.023.289	-	-	-	-	1.023.289	316.184	1.054.829	1.371.013	1.621.376	1.140.227	-	-	-	2.761.603	
912.706	-	-	-	-	912.706	282.011	940.860	1.222.871	1.446.280	1.017.149	-	-	-	2.463.429	
875.846	-	-	-	-	875.846	270.612	902.848	1.173.460	1.387.893	976.117	-	-	-	2.364.010	
290.454	-	-	-	-	290.454	89.772	299.691	389.463	461.142	324.622	-	-	-	785.764	
117.383	-	-	-	-	117.383	36.008	120.377	156.385	185.639	130.955	-	-	-	316.594	
1.133.871	-	-	-	-	1.133.871	350.354	1.168.793	1.519.147	1.796.466	1.263.303	-	-	-	3.059.769	
					187.542.354			151.327.440						182.595.727	

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

- Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Monedas y Vencimientos

Segmento País	Moneda	Tasa Efectiva	Tasa Nominal	Garantía	Corriente			No Corriente		
					Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2014 M\$	Vencimiento		
					Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$
Chile	US\$	7,43%	7,24%	No	9.028.616	144.138.509	153.167.125	25.547.239	25.547.239	25.547.239
Chile	U.F.	6,00%	5,48%	No	8.377.677	30.005.314	38.382.991	37.771.918	37.160.846	36.549.774
Perú	US\$	6,70%	6,59%	No	4.424.492	1.630.232	6.054.724	14.072.738	1.443.269	7.173.013
Perú	Soles	6,40%	6,30%	No	159.918	479.754	639.672	639.671	639.671	639.671
Colombia	\$ Col	8,67%	8,45%	No	80.341.828	48.241.503	128.583.331	64.322.005	104.199.084	113.756.973
Total					102.332.531	224.495.312	326.827.843	142.353.571	168.990.109	183.666.670

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	12/2014		
										Corriente		
										Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$
Extranjero	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	80.157	240.472	320.629
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	79.761	239.282	319.043
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	6,44%	6,34%	No	91.749	275.246	366.995
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	9,20%	9,00%	No	-	-	-
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,93%	7,78%	No	91.899	275.698	367.597
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	US\$	7,25%	7,13%	No	3.881.082	-	3.881.082
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,73%	6,63%	No	95.816	287.449	383.265
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,09%	6,00%	No	86.777	260.331	347.108
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	6,57%	6,47%	No	93.556	280.669	374.225
Extranjero	Edegel S.A.A	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Perú	US\$	5,86%	5,78%	No	83.613	250.839	334.452
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A5	Colombia	\$ Col	5,54%	5,43%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A-10	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	53.979.516	-	53.979.516
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos A102	Colombia	\$ Col	8,87%	8,59%	No	10.281.812	-	10.281.812
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B-103	Colombia	\$ Col	8,99%	8,99%	No	982.211	2.946.634	3.928.845
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B10	Colombia	\$ Col	9,64%	9,31%	No	882.562	2.647.687	3.530.249
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B15	Colombia	\$ Col	9,96%	9,61%	No	316.557	949.671	1.266.228
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos E5-09	Colombia	\$ Col	9,10%	8,80%	No	-	-	-
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B09-09	Colombia	\$ Col	9,77%	9,43%	No	1.213.148	3.639.445	4.852.593
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos B12	Colombia	\$ Col	9,97%	9,62%	No	509.006	1.527.019	2.036.025
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos exterior	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	581.078	1.743.234	2.324.312
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjera	Bonos quimbo	Colombia	\$ Col	10,17%	10,17%	No	4.175.756	12.527.267	16.703.023
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	\$ Col	7,30%	7,11%	No	1.246.095	3.738.285	4.984.380
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	\$ Col	7,42%	7,22%	No	845.671	2.537.012	3.382.683
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	\$ Col	8,83%	8,55%	No	1.843.223	5.529.669	7.372.892
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	\$ Col	8,06%	7,82%	No	703.731	2.111.194	2.814.925
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	\$ Col	8,06%	7,82%	No	228.103	684.309	912.412
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	\$ Col	7,95%	7,73%	No	743.130	2.229.390	2.972.520
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	\$ Col	7,62%	7,41%	No	816.008	2.448.025	3.264.033
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	\$ Col	7,19%	7,01%	No	540.559	1.621.676	2.162.235
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	\$ Col	7,19%	7,01%	No	453.662	1.360.986	1.814.648
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US\$	7,96%	7,88%	No	2.474.039	7.422.118	9.896.157
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US\$	7,40%	7,33%	No	789.495	2.368.484	3.157.979
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US\$	8,26%	8,13%	No	502.137	1.506.412	2.008.549
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjera	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US\$	8,83%	8,63%	No	2.641.806	124.978.079	127.619.885
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US\$	5,30%	4,25%	No	2.621.139	7.863.416	10.484.555
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	No	2.174.007	11.394.304	13.568.311
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	No	6.203.670	18.611.010	24.814.680
Total					M\$			326.827.843				

No Corriente			Corriente			No Corriente					
Vencimiento		Total No Corriente al 31-12-2014 M\$	Vencimiento		Total Corriente al 31-12-2013 M\$	Vencimiento		Total No Corriente al 31-12-2013 M\$	Total Corriente al 31-12-2013 M\$	Total No Corriente al 31-12-2013 M\$	Total Corriente al 31-12-2013 M\$
Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$		Uno a Tres Meses M\$	Tres a Doce Meses M\$		Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	
25.547.239	733.419.902	835.608.858	5.738.678	17.216.036	22.954.714	124.912.501	13.505.570	13.505.570	13.505.570	399.525.039	564.954.250
46.672.611	429.466.743	587.621.892	5.444.098	21.021.997	26.466.095	26.064.680	25.663.263	25.261.848	24.860.432	394.573.848	496.424.071
5.691.115	15.362.941	43.743.076	649.265	7.018.782	7.668.047	5.278.029	12.212.120	1.274.164	6.226.695	18.288.999	43.280.007
5.586.014	5.880.850	13.385.877	10.345.168	4.310.315	14.655.483	591.993	591.995	591.995	591.993	10.612.183	12.980.159
143.560.968	753.218.536	1.179.057.566	28.242.856	68.060.813	96.303.669	120.634.353	51.702.168	95.620.862	106.354.371	720.630.133	1.094.941.887
227.057.947	1.937.348.972	2.659.417.269	50.420.065	117.627.943	168.048.008	277.481.556	103.675.116	136.254.439	151.539.061	1.543.630.202	2.212.580.374

12/2014							12/2013									
No Corriente							Corriente			No Corriente						
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$		
-	-	-	-	-	-	4.724.809	-	4.724.809	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	74.183	222.548	296.731	296.731	296.732	296.731	296.732	5.739.253	6.926.179		
320.629	320.629	320.629	320.629	5.880.850	7.163.366	73.816	221.447	295.263	295.263	295.262	295.263	295.262	4.872.930	6.053.980		
319.042	319.042	319.042	5.265.385	-	6.222.511	63.459	3.866.320	3.929.779	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	5.408.901	-	5.408.901	-	-	-	-	-	-		
366.994	366.994	366.994	366.994	9.039.318	10.507.294	80.999	242.996	323.995	323.995	323.994	323.995	323.994	8.198.326	9.494.304		
-	-	-	-	-	-	111.697	5.406.082	5.517.779	-	-	-	-	-	-		
367.597	367.597	367.597	4.989.668	-	6.092.459	81.132	243.395	324.527	324.526	324.527	324.526	324.527	4.318.583	5.616.689		
-	-	-	-	-	-	57.826	173.478	231.304	3.359.066	-	-	-	-	3.359.066		
6.296.355	-	-	-	-	6.296.355	84.590	253.769	338.359	338.359	5.452.751	-	-	-	5.791.110		
6.333.114	-	-	-	-	6.333.114	76.610	229.829	306.439	306.438	5.485.204	-	-	-	5.791.642		
374.225	374.225	6.103.969	-	-	6.852.419	73.816	221.449	295.265	295.266	295.266	295.266	295.266	5.772.090	6.953.154		
334.453	334.453	334.453	334.453	6.323.623	7.661.435	82.595	247.784	330.379	330.379	330.378	330.379	5.282.906	-	6.274.042		
-	-	-	-	-	-	13.616.326	-	13.616.326	-	-	-	-	-	-		
-	-	-	-	-	-	939.183	2.817.550	3.756.733	57.903.035	-	-	-	-	57.903.035		
-	-	-	-	-	-	178.890	536.671	715.561	11.029.149	-	-	-	-	11.029.149		
3.928.846	43.805.925	-	-	-	47.734.771	734.499	2.203.498	2.937.997	2.937.997	2.937.997	46.856.691	-	-	52.732.685		
3.530.250	3.530.250	3.530.250	41.216.421	-	51.807.171	824.131	2.472.393	3.296.524	3.296.525	3.296.524	3.296.524	3.296.525	44.205.339	57.391.437		
1.266.228	1.266.228	1.266.228	1.266.228	19.363.519	24.428.431	297.055	891.166	1.188.221	1.188.222	1.188.222	1.188.222	1.188.222	21.276.616	26.029.504		
-	-	-	-	-	-	582.915	25.929.967	26.512.882	-	-	-	-	-	-		
4.852.593	4.852.593	58.216.407	-	-	67.921.593	1.153.945	3.461.835	4.615.780	4.615.780	4.615.779	4.615.780	62.205.978	-	76.053.317		
2.036.026	2.036.026	2.036.026	2.036.026	25.961.808	34.105.912	485.500	1.456.499	1.941.999	1.941.999	1.941.999	1.941.999	1.941.999	29.449.526	37.217.522		
2.324.312	2.324.312	2.324.312	2.324.312	25.362.714	34.659.962	4.486.961	13.460.883	17.947.844	2.497.535	2.497.536	2.497.535	2.497.536	29.750.447	39.740.589		
16.703.023	16.703.023	16.703.023	16.703.023	182.262.097	249.074.189	624.384	1.873.151	2.497.535	17.947.843	17.947.844	17.947.843	17.947.844	213.793.324	285.584.698		
4.984.380	4.984.380	4.984.380	4.984.380	91.102.169	111.039.689	1.100.769	3.302.308	4.403.077	4.403.078	4.403.077	4.403.078	4.403.077	99.436.473	117.048.783		
3.382.682	3.382.682	3.382.682	3.382.682	77.827.476	91.358.204	753.246	2.259.737	3.012.983	3.012.983	3.012.983	3.012.983	3.012.983	81.666.289	93.718.221		
7.372.892	7.372.892	7.372.892	7.372.892	134.542.069	164.033.637	1.648.116	4.944.349	6.592.465	6.592.465	6.592.466	6.592.465	6.592.466	143.514.560	169.884.422		
2.814.926	2.814.926	2.814.926	40.827.900	-	49.272.678	616.960	1.850.879	2.467.839	2.467.839	2.467.838	2.467.839	2.467.838	43.453.010	53.324.364		
912.412	912.412	912.412	13.233.669	-	15.970.905	199.976	599.927	799.903	799.903	799.903	799.903	799.903	14.084.549	17.284.161		
2.972.520	2.972.520	2.972.520	2.972.520	72.211.138	84.101.218	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
3.264.033	3.264.033	3.264.033	3.264.033	61.737.690	74.793.822	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
2.162.235	2.162.235	2.162.235	2.162.235	34.170.442	42.819.382	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
1.814.647	1.814.647	1.814.647	1.814.647	28.677.414	35.936.002	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
9.896.157	9.896.157	9.896.157	9.896.157	195.949.534	235.534.162	2.217.451	6.652.353	8.869.804	8.869.804	8.869.805	8.869.804	8.869.805	180.634.922	216.114.140		
3.157.979	3.157.979	3.157.979	3.157.979	77.747.246	90.379.162	708.960	2.126.881	2.835.841	2.835.842	2.835.841	2.835.842	2.835.841	68.415.434	79.758.800		
2.008.549	2.008.549	2.008.549	2.008.549	168.757.572	176.791.768	449.981	1.349.943	1.799.924	1.799.924	1.799.924	1.799.924	1.799.924	150.474.683	157.674.379		
-	-	-	-	-	-	2.362.286	7.086.859	9.449.145	111.406.931	-	-	-	-	111.406.931		
10.484.554	10.484.554	10.484.554	10.484.554	290.965.550	332.903.766	-	-	-	-	-	-	-	-	-		
12.957.238	12.346.166	11.735.094	11.124.022	73.777.578	121.940.098	1.528.468	9.275.107	10.803.575	10.402.159	10.000.743	9.599.327	9.197.912	71.006.646	110.206.787		
24.814.680	24.814.680	24.814.680	35.548.589	355.689.165	465.681.794	3.915.630	11.746.890	15.662.520	15.662.520	15.662.521	15.662.520	15.662.521	323.567.202	386.217.284		
2.659.417.269						168.048.008			2.212.580.374							

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	12/2014		Total Corriente M\$
								Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US\$	6,50%	652.199	1.957.446	2.609.645
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US\$	1,98%	2.250.920	6.692.173	8.943.093
				Total	M\$					11.552.738

d) Otras Obligaciones

- Individualización de Otras Obligaciones

Rut	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés efectiva	12/2014		Total Corriente M\$
								Deudora	más de 90 días M\$	
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	9.523	1.850.404	1.859.927
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda no garantizada)	Argentina	US\$	7,42%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Otros	Argentina	\$ Arg	17,29%	1.097.278	1.294.252	2.391.530
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US\$	2,33%	952	168.039	168.991
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	\$ Arg	23,54%	127.042	381.125	508.167
				Total	M\$					4.928.615

12/2014									12/2013					
No Corriente						Corriente			No Corriente					
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$
2.611.991	2.614.490	2.617.151	2.619.984	12.287.815	22.751.431	581.073	1.742.183	2.323.256	2.320.387	2.317.331	2.314.078	2.310.611	13.024.032	22.286.439
8.781.527	13.384.629	-	-	-	22.166.156	1.486.952	4.421.036	5.907.988	7.757.609	7.612.090	11.585.284	-	-	26.954.983
44.917.587						8.231.244			49.241.422					

12/2014									12/2013					
No Corriente						Corriente			No Corriente					
Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$	Menos de 90 días M\$	más de 90 días M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$
671.565	670.617	669.670	808.784	23.886.776	26.707.412	72.176.231	-	72.176.231	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	2.242.057	-	2.242.057	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	922.114	2.556.048	3.478.162	1.528.787	-	-	-	-	1.528.787
-	-	-	-	-	-	767	145.344	146.111	-	-	-	-	-	-
7.769.157	1.945.985	-	-	-	9.715.142	48.246	144.738	192.984	784.122	343.815	-	-	-	1.127.937
36.422.554						78.235.545			2.656.724					

Anexo N° 5

Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

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

ACTIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$
ACTIVOS CORRIENTES				
Efectivo y Equivalentes al Efectivo			32.565.577	14.961.313
	Dólares	Pesos chileno	124.074	2.627.445
	Dólares	Pesos Colombianos	342.438	13.145
	Dólares	Nuevo sol peruano	21.216.886	11.839.569
	Dólares	Peso Argentino	564.885	481.154
	Peso Argentino	Dólares	4.206.734	-
	Pesos chileno	Dólares	6.110.560	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			14.039.935	28.384.147
	Dólares	Pesos chileno	14.039.935	28.384.147
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios			46.605.512	43.345.460
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			46.605.512	43.345.460
ACTIVOS NO CORRIENTES				
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			568.650.823	684.780.866
	Dólares	Pesos chileno	27.794.762	138.667.414
	Peso argentino	Peso chileno	1.979.132	2.400.103
	Reales	Nuevo sol peruano	56.886.006	57.354.100
	Reales	Peso chileno	481.990.923	486.359.249
Plusvalía			94.462.005	88.651.527
	Nuevo sol peruano	Peso chileno	88.241.039	81.661.135
	Peso Argentino	Peso chileno	6.220.966	6.990.392
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			663.112.828	773.432.393
TOTAL ACTIVOS			709.718.340	816.777.853

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

PASIVOS	Moneda extranjera	Moneda funcional	31/12/14						
			Pasivos Corrientes			Pasivos No Corrientes			
			Hasta 90 días M\$	de 91 días a 1 año M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$
Otros pasivos financieros	Dólares		22.110.484	179.508.084	201.618.568	92.998.841	62.441.500	52.398.867	34.923.516
	Dólares	Pesos chileno	9.701.084	147.116.531	156.817.615	28.159.230	28.161.729	28.164.390	28.167.223
	Dólares	Soles	9.589.986	18.318.769	27.908.755	63.128.648	33.609.154	23.564.807	5.947.509
	Dólares	Peso Argentino	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670	808.784
TOTAL PASIVOS			22.110.484	179.508.084	201.618.568	92.998.841	62.441.500	52.398.867	34.923.516

31/12/14						31/12/13					
Pasivos No Corrientes			Pasivos Corrientes			Pasivos No Corrientes					
Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente		Hasta 90 días M\$	de 91 días a 1 año M\$	Total Corriente M\$	Uno a Dos Años M\$	Dos a Tres Años M\$	Tres a Cuatro Años M\$	Cuatro a Cinco Años M\$	Más de Cinco Años M\$	Total No Corriente M\$
784.957.434	1.027.720.158		88.212.425	149.941.202	238.153.627	152.850.240	50.610.321	44.019.849	35.325.134	430.838.070	713.643.614
745.707.717	858.360.289		7.162.601	125.801.393	132.963.994	128.125.713	15.822.901	15.819.647	15.816.182	412.549.071	588.133.514
15.362.941	141.613.059		3.088.350	15.585.838	18.674.188	23.083.155	34.787.420	28.200.202	19.508.952	18.288.999	123.868.728
23.886.776	27.746.810		77.961.474	8.553.971	86.515.445	1.641.372	-	-	-	-	1.641.372
784.957.434	1.027.720.158		88.212.425	149.941.202	238.153.627	152.850.240	50.610.321	44.019.849	35.325.134	430.838.070	713.643.614

Anexo N°6

Detalle de Información Adicional Oficio Circular N° 715 de Fecha 03 de Febrero de 2012:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

a) Estratificación de la Cartera

- Por Antigüedad de los Deudores Comerciales y otras Cuentas por Cobrar:

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31- 60 días M\$	Morosidad 61- 90 días M\$
Cuentas Comerciales bruto	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491
Provisión de deterioro	(278.332)	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	101.599.998	-	-	-
Provisión de deterioro	(1.310.436)	-	-	-
Total	421.427.030	6.649.258	2.333.183	613.491

Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31- 60 días M\$	Morosidad 61- 90 días M\$
Cuentas Comerciales bruto	203.773.215	751.245	157.913	69.022
Provisión de deterioro	(215.507)	-	-	-
Otras Cuentas por Cobrar bruto	83.724.115	-	-	-
Provisión de deterioro	(1.297.252)	-	-	-
Total	285.984.571	751.245	157.913	69.022

- Por Tipo de Cartera:

Tramos de morosidad	Saldo al 31/12/14					
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$
al día	395	321.415.800	-	-	395	321.415.800
Entre 1 y 30 días	150	6.649.258	-	-	150	6.649.258
Entre 31 y 60 días	98	2.333.183	-	-	98	2.333.183
Entre 61 y 90 días	50	613.491	-	-	50	613.491
Entre 91 y 120 días	49	228.410	-	-	49	228.410
Entre 121 y 150 días	34	77.466	-	-	34	77.466
Entre 151 y 180 días	58	265.238	-	-	58	265.238
Entre 181 y 210 días	7	65.525	-	-	7	65.525
Entre 211 y 250 días	6	136.823	-	-	6	136.823
superior a 251 días	122	3.653.609	-	-	122	3.653.609
Total	969	335.438.803	-	-	969	335.438.803

b) Cartera Protestada y en Cobranza Judicial

Cartera protestada y en cobranza judicial	Saldo al 31/12/14		Saldo al 31/12/13	
	Número de clientes	Monto M\$	Número de clientes	Monto M\$
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	5	186.025	5	223.563
Total	5	186.025	5	223.563

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

Saldo al 31/12/14								
	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803	136.744.799
	-	-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-
	-	-	-	-	-	-	101.599.998	4.471.713
	-	-	-	-	-	-	(1.310.436)	-
	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	1.610.584	433.407.008	141.216.512
Saldo al 31/12/13								
	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110	125.349.056
	-	(55.494)	-	-	-	(2.423.973)	(2.694.974)	-
	-	-	-	-	-	-	83.724.115	6.248.354
	-	-	-	-	-	-	(1.297.252)	-
	70.393	21.170.602	1.050	118	845	669.240	308.874.999	131.597.410

Saldo al 31/12/13						
Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta		
Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	Numero de clientes	Monto bruto M\$	
310	203.773.215	-	-	310	203.773.215	
50	751.245	-	-	50	751.245	
16	157.913	-	-	16	157.913	
14	69.022	-	-	14	69.022	
9	70.393	-	-	9	70.393	
12	21.226.096	-	-	12	21.226.096	
4	1.050	-	-	4	1.050	
5	118	-	-	5	118	
4	845	-	-	4	845	
52	3.093.213	-	-	52	3.093.213	
476	229.143.110	-	-	476	229.143.110	

c) Provisiones y Castigos

	Saldo al		
	31/12/14 M\$	31/12/13 M\$	31/12/12 M\$
Provisiones y castigos			
Provisión cartera no repactada	748.748	(140.365)	(1.460.736)
Castigos del ejercicio	-	(411.830)	(271.908)
Recuperos del ejercicio	-	-	-
Total	748.748	(552.195)	(1.732.644)

d) Número y Monto de Operaciones

	Saldo al					
	31/12/14		31/12/13		31/12/12	
	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual	Total detalle por tipo de operaciones Último trimestre	Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual
Número y monto operaciones						
Provisión deterioro y recuperos:						
Número de operaciones	181	181	24	124	10	26
Monto de las operaciones en M\$	748.748	748.748	(159.544)	(140.365)	(815.265)	(1.460.736)

Anexo N°6.1

Detalle de Información Complementaria de Cuentas Comerciales:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

a) Estratificación de la Cartera

- Por Antigüedad de los Cuentas comerciales:

	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar				
Cuentas Comerciales Generación y transmisión	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491
-Grandes Clientes	288.234.785	6.649.258	2.333.183	563.008
-Clientes Institucionales	31.379.347	-	-	-
-Otros	1.801.668	-	-	50.483
Provision Deterioro	(278.332)	-	-	-
Servicios no facturados	194.575.599	-	-	-
Servicios facturados	126.840.201	6.649.258	2.333.183	613.491
Total Cuentas Comerciales Brutos	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491
Total Provisión Deterioro	(278.332)	-	-	-
Total Cuentas Comerciales Netos	321.137.468	6.649.258	2.333.183	613.491

	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar				
Cuentas Comerciales Generación y transmisión	203.773.215	751.245	157.913	69.022
-Grandes Clientes	178.104.188	751.245	157.913	69.022
-Clientes Institucionales	22.542.434	-	-	-
-Otros	3.126.593	-	-	-
Provision Deterioro	(215.507)	-	-	-
Servicios no facturados	146.445.453	-	-	-
Servicios facturados	57.327.762	751.245	157.913	69.022
Total Cuentas Comerciales Brutos	203.773.215	751.245	157.913	69.022
Total Provisión Deterioro	(215.507)	-	-	-
Total Cuentas Comerciales Netos	203.557.708	751.245	157.913	69.022

Saldo al 31/12/14

	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803	136.744.799
	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	302.207.305	-
	-	-	-	-	-	-	31.379.347	136.744.799
	-	-	-	-	-	-	1.852.151	-
	-	-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-
	-	-	-	-	-	-	194.575.599	-
	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	140.863.204	136.744.799
	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803	136.744.799
	-	-	-	-	-	(2.043.025)	(2.321.357)	-
	228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	1.610.584	333.117.446	136.744.799

Saldo al 31/12/13

	Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total Corriente M\$	Total No Corriente M\$
	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110	125.349.056
	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	203.474.083	-
	-	-	-	-	-	-	22.542.434	125.349.056
	-	-	-	-	-	-	3.126.593	-
	-	(55.494)	-	-	-	(2.423.973)	(2.694.974)	-
	-	-	-	-	-	-	146.445.453	1.510.879
	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	82.697.657	123.838.177
	70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110	125.349.056
	-	(55.494)	-	-	-	(2.423.973)	(2.694.974)	-
	70.393	21.170.602	1.050	118	845	669.240	226.448.136	125.349.056

- Por Tipo de Cartera:

Tipos de cartera	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN				
Cartera no repactada	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491
-Grandes Clientes	288.234.785	6.649.258	2.333.183	563.008
-Clientes Institucionales	31.379.347	-	-	-
-Otros	1.801.668	-	-	50.483
Total cartera bruta	321.415.800	6.649.258	2.333.183	613.491

Tipos de cartera	Cartera al día M\$	Morosidad 1-30 días M\$	Morosidad 31-60 días M\$	Morosidad 61-90 días M\$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN				
Cartera no repactada	203.773.215	751.245	157.913	69.022
-Grandes Clientes	178.104.188	751.245	157.913	69.022
-Clientes Institucionales	22.542.434	-	-	-
-Otros	3.126.593	-	-	-
Total cartera bruta	203.773.215	751.245	157.913	69.022

Anexo N°6.2

Estimaciones de Ventas y Compras de Energía y Potencia:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

País BALANCE	Colombia				Peru			
	31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013	
	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	7.786.508	-	13.456.841	-	5.368.119	1.066.736	4.951.544	2.134.415
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	40.601.712	-	38.659.559	-	17.278.485	3.882.644	12.182.345	4.158.171
Total Activo estimado	48.388.220	-	52.116.399	-	22.646.604	4.949.380	17.133.889	6.292.586
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	7.649.456	-	6.624.845	-	3.678.805	208.310	1.532.078	5.133
Total Pasivo estimado	7.649.456	-	6.624.845	-	3.678.805	208.310	1.532.078	5.133
Ventas de Energía	54.137.539	-	50.812.335	-	22.846.244	4.468.362	17.235.999	6.140.336
Compra de Energía	7.769.885	-	5.989.034	-	3.641.295	206.188	1.495.015	5.009

Anexo N°7

Detalle Vencimiento de Proveedores:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Endesa Chile.

Proveedores con pagos al día	Saldo al 31/12/14				Saldo al 31/12/13			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Hasta 30 días	-	99.765.926	-	99.765.926	-	75.858.538	21.892.209	97.750.747
Entre 31 y 60 días	-	6.067.846	-	6.067.846	-	-	-	-
Total	-	105.833.772	-	105.833.772	-	75.858.538	21.892.209	97.750.747

Saldo al 31/12/14

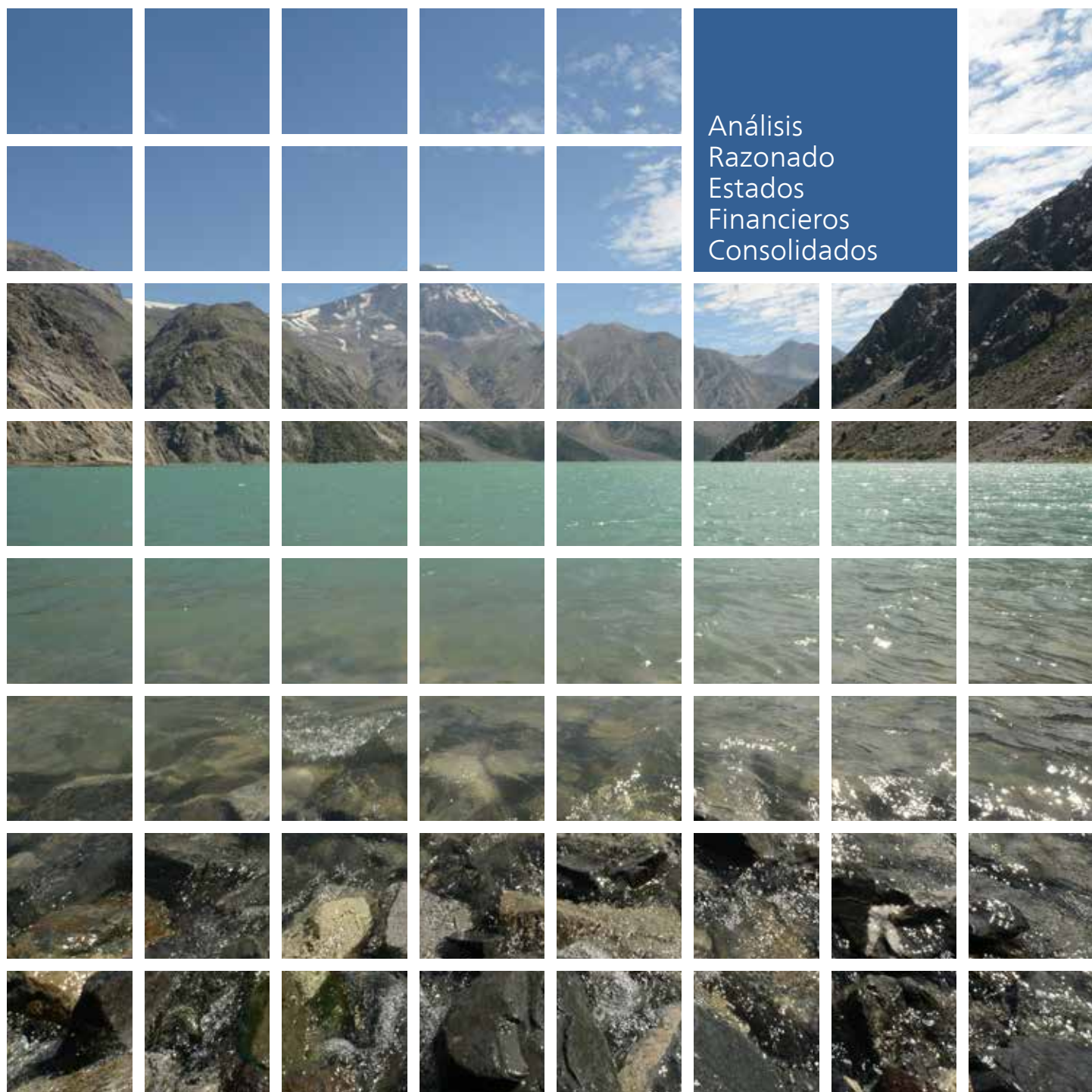
Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803
228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	302.207.305
-	-	-	-	-	-	31.379.347
-	-	-	-	-	-	1.852.151
228.410	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	335.438.803

Saldo al 31/12/14

Morosidad 91-120 días M\$	Morosidad 121-150 días M\$	Morosidad 151-180 días M\$	Morosidad 181-210 días M\$	Morosidad 211-250 días M\$	Morosidad superior a 251 días M\$	Total cartera bruta M\$
70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110
70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	203.474.083
-	-	-	-	-	-	22.542.434
-	-	-	-	-	-	3.126.593
70.393	21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	229.143.110

Argentina				Chile				Total			
31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013	
Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia	Energía y peajes	Potencia
-	-	-	-	30.645.060	5.030.017	17.240.768	3.364.415	43.799.687	6.096.753	35.649.152	5.498.830
4.480.943	2.247.911	9.700.852	3.817.585	88.822.807	10.403.137	75.669.872	7.535.000	151.183.946	16.533.692	136.212.628	15.510.756
4.480.943	2.247.911	9.700.852	3.817.585	119.467.867	15.433.154	92.910.640	10.899.415	194.983.634	22.630.445	171.861.780	21.009.586
-	-	-	-	10.284.266	-	-	-	10.284.266	-	-	-
600.929	6.529	1.668.713	110.013	44.165.832	3.334.071	61.643.367	1.928.835	56.095.022	3.548.911	71.469.003	2.043.982
600.929	6.529	1.668.713	110.013	54.450.098	3.334.071	61.643.367	1.928.835	66.379.288	3.548.911	71.469.003	2.043.982
4.586.523	2.405.065	10.371.211	4.283.230	106.840.736	15.433.154	89.504.578	10.899.415	188.411.042	22.306.581	167.924.124	2.043.982
623.093	7.326	1.872.252	123.432	38.974.833	3.334.071	65.049.429	1.928.835	51.009.106	3.547.585	74.405.730	2.043.982

Proveedores con plazos vencidos	Saldo al 31/12/14				Saldo al 31/12/13			
	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$	Bienes M\$	Servicios M\$	Otros M\$	Total M\$
Más de 180 días	-	1.137.018	-	1.137.018	-	-	-	-
Total	-	1.137.018	-	1.137.018	-	-	-	-



Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

al 31 de diciembre de 2014

Resumen

A pesar del buen desempeño operacional, el beneficio neto atribuible a los accionistas de Endesa Chile disminuyó un 5% hasta los Ch\$ 334.557 millones. Esta disminución se debe al impacto sufrido por las provisiones realizadas en la inversión de HidroAysén y en el proyecto Punta Alcalde, las cuales tuvieron un impacto de Ch\$ 69.066 millones y Ch\$ 9.185 millones, respectivamente.

La generación neta de energía disminuyó un 3% hasta los 49.835 GWh. Esto último se explica fundamentalmente por una menor generación térmica en Chile asociada a la paralización de Bocamina II y un menor despacho térmico en Argentina, lo cual fue compensado en gran parte por una mayor generación hidroeléctrica en Chile, Colombia y Argentina y una mayor generación térmica en Perú.

Los ingresos operacionales aumentaron en un 21% alcanzando Ch\$ 2.446.534 millones, fundamentalmente como consecuencia de mayores precios medios de venta de energía en Chile, Colombia y Perú, y a la incorporación en el perímetro de consolidación de GasAtacama por Ch\$ 113.074 millones.

Los costos de aprovisionamiento y servicios aumentaron en un 35%, alcanzando Ch\$ 1.119.457 millones, principalmente como consecuencia de los mayores costos por compra de energía en Chile y Perú, mayores costos por consumo de combustibles en Chile y Perú, y de los mayores gastos por transporte y otros servicios en Colombia y Perú.

Dados los factores antes mencionados, el EBITDA consolidado aumentó en un 12% a diciembre de 2014, totalizando Ch\$ 1.094.981 millones.

El resultado financiero alcanzó un gasto de Ch\$ 68.783 millones, disminuyendo un 50% con respecto al ejercicio anterior, producto principalmente de un mayor ingreso financiero en Argentina, compensado con un mayor gasto por diferencia de cambio en Chile.

El 22 de abril del presente, Endesa Chile adquirió un 50% adicional de participación en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (GasAtacama). Como consecuencia de esta operación, GasAtacama pasó a formar parte del perímetro de consolidación del Grupo.

El resultado de inversiones en empresas asociadas se redujo en un 94% registrando Ch\$ 7.185 millones, explicado principalmente por la provisión de deterioro en HidroAysén, y en menor medida por el menor resultado neto de Enel Brasil S.A. y por el menor aporte de GasAtacama que pasó a formar parte del perímetro de consolidación del Grupo.

Resumen Financiero

La deuda consolidada alcanzó los US\$ 3.505 millones en diciembre 2014, disminuyendo en US\$ 331 millones respecto a diciembre 2013, lo cual fue explicado en parte por la negociación de la deuda de Endesa Costanera con Mitsubishi.

La tasa de interés promedio, importante factor de costos fue de un 7,2%, en niveles muy similares respecto a diciembre de 2013.

La cobertura de gastos financieros aumentó de 6,30 a 6,66 veces producto principalmente de un menor gasto en el resultado financiero a diciembre de 2014.

La liquidez, un factor clave para nuestra administración financiera, sigue estando en una posición sólida:

- Líneas de crédito comprometidas consolidadas: US\$ 481 millones.
- Líneas de crédito no comprometidas consolidadas: US\$ 297 millones.
- Caja y caja equivalente a nivel consolidado: US\$ 552 millones.
- Caja y caja equivalente + colocaciones a más de 90 días a nivel consolidado: US\$ 584 millones.

I.- Análisis de los Estados Financieros

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Endesa Chile al cierre de diciembre de 2014 fue una utilidad de Ch\$ 334.557 millones, comparado con los Ch\$ 353.927 millones de utilidad registrados en el ejercicio anterior, representando una disminución de 5%.

Un comparativo de cada uno de los ítems del estado de resultados se presenta a continuación:

Estado de Resultado (millones de pesos)	dic-14	dic-13	Variación dic 14-dic 13	% Variación dic 14-dic 13
INGRESOS	2.446.534	2.027.432	419.102	21%
Ventas	2.364.211	1.965.904	398.307	20%
Otros ingresos de explotación	82.323	61.528	20.795	34%
APROVISIONAMIENTOS Y SERVICIOS	(1.119.457)	(830.873)	(288.584)	35%
Consumo de energía	(396.791)	(237.677)	(159.114)	67%
Consumo de combustibles	(406.234)	(307.849)	(98.385)	32%
Gastos de transporte y otros servicios	(246.384)	(233.607)	(12.777)	5%
Otros aprovisionamientos y servicios	(70.048)	(51.740)	(18.308)	35%
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	1.327.077	1.196.559	130.518	11%
Trabajos para el inmovilizado	29.170	18.982	10.188	54%
Gastos de personal	(134.905)	(123.450)	(11.455)	9%
Otros gastos fijos de explotación	(126.361)	(113.097)	(13.264)	12%
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN (EBITDA)	1.094.981	978.994	115.987	12%
Depreciación y amortización	(205.141)	(189.696)	(15.445)	8%
Pérdidas por Deterioro (Reversiones), Neto	(14.519)	(6.459)	(8.060)	125%
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	875.321	782.839	92.482	12%
RESULTADO FINANCIERO	(68.783)	(137.130)	68.347	(50%)
Ingresos financieros	95.553	18.292	77.261	422%
Gastos financieros	(136.829)	(142.667)	5.838	(4%)
Resultados por unidades de reajuste	13.926	1.002	12.924	(1290%)
Diferencias de cambio	(41.433)	(13.757)	(27.676)	201%
OTROS RESULTADOS DISTINTOS DE LA OPERACIÓN	50.587	122.704	(72.117)	(59%)
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	7.185	119.347	(112.162)	(94%)
Resultados de otras inversiones	43.320	793	42.527	5363%
Resultados en ventas de activo	82	2.564	(2.482)	(97%)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	857.125	768.413	88.712	12%
Impuesto sobre sociedades	(238.152)	(204.907)	(33.245)	16%
RESULTADO DEL EJERCICIO	618.973	563.506	55.467	10%
Ganancia atribuible a los propietarios de la controladora	334.557	353.927	(19.370)	(5%)
Ganancia atribuible a participaciones no controladoras	284.416	209.579	74.837	36%
Utilidad por Acción \$	40,8	43,2	(2,4)	(5%)

Resultado de Explotación

Al 31 de diciembre de 2014, el resultado de explotación fue de Ch\$ 875.321 millones, un 12% mayor respecto a los Ch\$ 782.839 millones registrados en el ejercicio anterior.

Este mayor resultado tiene como principales causas mayores ingresos operacionales por Ch\$ 419.102 millones como consecuencia de un mayor precio promedio de venta de energía en pesos y a la incorporación en el perímetro de consolidación de GasAtacama por Ch\$ 113.074 millones. Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por un mayor costo por compra de energía por Ch\$ 159.114 millones, mayor costo por consumo de combustible por Ch\$ 98.385 millones, explicados en parte por la incorporación en la consolidación de GasAtacama, mayores costos de transporte por Ch\$ 12.777 millones y mayores costos por otros aprovisionamientos y servicios por Ch\$ 18.308 millones.

El EBITDA o resultado bruto de explotación de Endesa Chile, aumentó un 12% respecto del ejercicio anterior, alcanzando Ch\$ 1.094.981 millones, lo que no incluye la contribución de la inversión en Enel Brasil S.A., la cual no está consolidada en Endesa Chile, y cuyos resultados están considerados bajo participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de la participación, y que a diciembre de 2014 ascendió a Ch\$ 62.181 millones.

En resumen, los ingresos, costos y resultados de explotación por país de Endesa Chile y filiales, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se muestran a continuación:

País	Resultado Operacional en millones de pesos											
	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Eliminaciones		Totales	
	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Ingresos de explotación	1.236.136	973.139	105.265	131.443	753.373	639.504	353.795	283.807	(2.035)	(461)	2.446.534	2.027.432
% s/consolidado	51%	48%	4%	6%	31%	32%	14%	14%	0%	0%	100%	100%
Costos de explotación	(979.461)	(701.414)	(77.310)	(96.515)	(303.840)	(275.510)	(212.637)	(171.615)	2.035	461	(1.571.213)	(1.244.593)
% s/consolidado	62%	56%	5%	8%	19%	22%	14%	14%	0%	0%	100%	100%
Resultado operacional	256.675	271.725	27.955	34.928	449.533	363.994	141.158	112.192	0	-	875.321	782.839

Los ingresos, costos y resultados de explotación por filiales de Endesa Chile, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre 2014 y 2013, se muestran a continuación:

Millones Ch\$	2014			2013		
	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación	Ingresos Operacionales	Costos Operacionales	Resultado de Explotación
Endesa Costanera	75.194	(61.492)	13.702	94.888	(73.744)	21.144
Chocón	30.173	(15.836)	14.337	36.687	(22.451)	14.236
Vehículos de inversión en Argentina y ajustes de consolidación	(102)	18	(84)	(132)	(320)	(452)
Edegel	319.347	(197.692)	121.655	284.247	(171.921)	112.326
Vehículos de inversión en Perú y ajustes de consolidación	34.448	(14.945)	19.503	(440)	306	(134)
Emgesa	753.385	(303.895)	449.490	639.460	(275.532)	363.928
Vehículos de inversión en Colombia y ajustes de consolidación	(12)	55	43	44	22	66
Ajustes de Consolidación filiales extranjeras	(2.035)	2.035	-	(461)	461	-
Endesa Chile y filiales chilenas	1.236.136	(979.461)	256.675	973.139	(701.414)	271.725
Total Consolidado	2.446.534	(1.571.213)	875.321	2.027.432	(1.244.593)	782.839

La venta de energía por país de Endesa Chile y filiales, para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se muestran a continuación:

Millones Ch\$	Chile		Argentina		Colombia		Perú		Totales	
	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13	31/12/14	31/12/13
VENTAS DE ENERGÍA	1.155.805	860.581	51.749	95.316	743.649	634.181	290.025	255.383	2.241.228	1.845.461
Generación	1.155.805	860.581	51.749	95.316	743.649	634.181	290.025	255.383	2.241.228	1.845.461
Clientes Regulados	760.268	664.332	-	-	-	-	166.629	153.107	926.897	817.439
Clientes no Regulados	274.938	156.628	9.262	21.920	532.364	496.018	116.580	87.185	933.144	761.752
Ventas de Mercado Spot	98.643	27.575	23.773	52.026	211.285	138.163	2.049	8.387	335.750	226.151
Otros Clientes	21.957	12.045	18.713	21.369	-	-	4.767	6.705	45.437	40.119

Análisis por País

Chile

Las operaciones en Chile registraron una reducción de 6% en el resultado de explotación al totalizar Ch\$ 256.675 millones, en tanto que el EBITDA aumentó en un 2% al alcanzar los Ch\$ 370.441 millones en diciembre de 2014. Estos mejores resultados del negocio en Chile fueron consecuencia de mayores ingresos de explotación por Ch\$ 262.996 millones debido principalmente a mejores precios promedio de venta de energía en pesos, menores gastos de transporte por Ch\$ 6.617 millones y a la incorporación en el perímetro de consolidación de GasAtacama por Ch\$ 113.074 millones.

Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos por compras de energía por Ch\$ 164.024 millones producto de mayores compras físicas en el mercado spot (+ 1.938 GWh), mayores costos por consumo de combustible por Ch\$ 93.867 millones explicado principalmente por la incorporación de GasAtacama, un mayor gasto por depreciación por Ch\$ 8.664 millones, también producto de la consolidación de GasAtacama y a la provisión de deterioro por Ch\$ 12.582 millones reconocidos por el proyecto Punta Alcalde.

Argentina

El resultado de explotación en Argentina disminuyó en Ch\$ 6.973 millones durante el presente ejercicio, llegando a Ch\$ 27.955 millones, en tanto que el EBITDA alcanzó los Ch\$ 45.626 millones en diciembre de 2014, comparado con los Ch\$ 55.799 millones del ejercicio anterior. Estos menores resultados son consecuencia de menores ingresos por venta de energía por Ch\$ 43.567 millones, debido principalmente a un menor precio promedio de venta de energía en pesos y a menores ventas físicas. Lo anterior se compensa parcialmente por un mayor ingreso por Ch\$ 16.311 millones recibidos por el contrato de disponibilidad del ciclo combinado de Endesa Costanera, menores costos por compra de energía de Ch\$ 10.892 millones y menores costos por consumo de combustible y transporte por Ch\$ 9.418 millones.

El resultado de explotación de Endesa Costanera alcanzó Ch\$ 13.702 millones, presentando una disminución de Ch\$ 7.442 millones a diciembre de 2014, como consecuencia de un menor ingreso por venta de energía, debido principalmente a la menor generación térmica y a un menor precio medio de venta de energía expresado en pesos.

Lo anterior se compensó parcialmente por un mayor ingreso recibido por el contrato de disponibilidad suscrito con el regulador antes mencionado por Ch\$ 16.311 millones, además de menores gastos de combustibles y compra de energía por Ch\$ 14.752 millones.

El resultado de explotación de El Chocón alcanzó Ch\$ 14.338 millones, presentando un aumento de 1% respecto a diciembre de 2013, principalmente por menores costos por compra de energía por Ch\$ 3.783 millones y menores otros gastos fijos de explotación por Ch\$ 2.843 millones. Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por una menor venta de energía por Ch\$ 6.513 millones, principalmente debido a los efectos de la conversión del peso argentino a peso chileno.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso argentino al peso chileno en ambos ejercicios, produce una disminución en pesos chilenos de un 22,3% a diciembre de 2014 respecto de diciembre de 2013.

Colombia

El resultado de explotación en Colombia aumentó en Ch\$ 85.540 millones a diciembre de 2014, llegando a Ch\$ 449.533 millones, en tanto que el EBITDA alcanzó los Ch\$ 494.152 millones equivalente a un crecimiento de un 23%, comparado con los Ch\$ 401.574 millones del mismo ejercicio anterior. Estos mejores resultados, son consecuencia de un mayor ingreso de explotación por Ch\$ 113.869 millones, asociado a un mayor precio medio de venta de energía en pesos, menores compras de energía por Ch\$ 7.402 millones y a menores consumos de combustibles por Ch\$ 1.855 millones, debido a la menor generación térmica.

Lo anterior fue parcialmente compensado por mayores costos de transporte y otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch\$ 25.140 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos períodos, produce un aumento en pesos chilenos de un 7,6% a diciembre de 2014 respecto de diciembre de 2013.

Perú

El resultado de explotación mostró un crecimiento de un 26% al totalizar Ch\$ 141.158 millones en diciembre de 2014 comparado con los Ch\$ 112.192 millones en el ejercicio 2013. El EBITDA o resultado bruto de explotación del negocio en Perú, aumentó en un 17% al totalizar Ch\$ 184.762 millones. Los ingresos de explotación aumentaron un 25%, equivalente a Ch\$ 69.988 millones debido principalmente a una mayor venta física y a un 9% de alza en el precio medio de venta de energía en pesos.

Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por un mayor costo por compra de energía por Ch\$ 13.385 millones, un mayor consumo de combustible por Ch\$ 14.015 millones asociado a la mayor generación térmica y un mayor gasto de transporte por Ch\$ 12.149 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el sol peruano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 9,6% a diciembre de 2014 respecto de diciembre de 2013.

Resultado Financiero

El resultado financiero alcanzó una pérdida de Ch\$ 68.783 millones, disminuyendo en un 50% respecto a 2013 que alcanzó una pérdida de Ch\$ 137.130 millones. La principal variación de este resultado se genera por un mayor ingreso financiero por Ch\$ 77.261 millones, debido principalmente a la negociación de la deuda de Endesa Costanera con Mitsubishi, a menores gastos financieros por Ch\$ 5.838 millones, un mayor ingreso por unidades de reajuste por Ch\$ 12.924 millones. Lo anterior se compensa parcialmente por una mayor diferencia de cambio negativa por Ch\$ 27.676 millones asociada principalmente a contratos de derivados financieros de Endesa Chile.

Otros Resultados e Impuestos

Los resultados originados por la participación en empresas relacionadas alcanzaron los Ch\$ 7.185 millones a diciembre de 2014, disminuyendo un 94% respecto de diciembre de 2013. La principal variación está dada por la provisión de deterioro en HidroAysén por Ch\$ 69.066 millones, menores utilidades netas en Enel Brasil S.A. por Ch\$ 32.221 millones, debido a los menores resultados de las empresas distribuidoras en Brasil, y en GasAtacama S.A. por Ch\$ 13.948 millones debido al cambio en el perímetro de consolidación, producto de la adquisición por parte de Endesa Chile del 50% adicional de su propiedad.

El resultado de otras inversiones alcanzó un ingreso de Ch\$ 43.320 millones, explicado principalmente por la revalorización de la participación pre-existente que Endesa Chile poseía antes de la compra del 50% adicional de GasAtacama y al reconocimiento de las diferencias de conversión acumuladas en dicha inversión a la fecha de toma de control.

Los gastos por impuestos a las ganancias aumentaron en un 16% en 2014, equivalente a Ch\$ 33.245 millones comparado con 2013, principalmente en Colombia y Argentina.

2. Análisis del Estado de Situación Financiera

Activos (millones de Ch\$)	dic-14	dic-13	Variación dic 14-dic 13	% Variación dic 14-dic 13
Activos Corrientes	1.038.058	965.432	72.626	8%
Activos No Corrientes	6.199.614	5.796.693	402.921	7%
Total Activos	7.237.672	6.762.125	475.547	7%

Los **Activos Totales** de la compañía presentan a diciembre de 2014 un aumento de Ch\$ 475.547 millones respecto de diciembre de 2013, que se debe principalmente a:

- Aumento de los Activos Corrientes por Ch\$ 72.626 millones equivalente a un 8% principalmente por:
 - Aumento en Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar por Ch\$ 124.532 millones, principalmente por la incorporación de GasAtacama al perímetro de consolidación por Ch\$ 51.925 millones, aumento en Endesa Chile por Deudores por venta de energía y combustibles por Ch\$ 36.447 millones, remanente de IVA crédito fiscal por Ch\$ 15.958 millones.
 - Aumento en Inventarios por Ch\$ 19.616 millones principalmente por la incorporación de GasAtacama al perímetro de consolidación por Ch\$ 11.546 millones y un aumento en Endesa Chile por Ch\$ 8.143 millones por compra de carbón y petróleo diesel.
 - Aumento en Activos no corrientes mantenidos para la venta por Ch\$ 7.979 millones principalmente por el traspaso de los activos corrientes y no corrientes de la sociedad Túnel El Melón a mantenido para la venta.
 - Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por una disminución en Activos por impuestos corrientes por Ch\$ 45.992 millones y por una disminución en Cuentas por cobrar a empresas relacionadas por Ch\$ 50.819 millones, principalmente por el cobro de dividendos a Enel Brasil S.A. por Ch\$ 47.523 millones y a una menor cuenta por cobrar a GasAtacama por Ch\$ 15.383 millones al ser ésta incorporada al perímetro de consolidación en mayo de 2014.
- Aumento de los Activos No Corrientes por Ch\$ 402.921 millones, que se explica principalmente por:
 - Aumento en Plusvalía por Ch\$ 25.514 millones, principalmente por la asignación de goodwill sobre GasAtacama por Ch\$ 20.204 millones.
 - Aumento en Propiedades, plantas y equipos por Ch\$ 538.140 millones, originado principalmente por las inversiones del período por Ch\$ 603.047 millones, la incorporación de GasAtacama al perímetro de consolidación por Ch\$ 213.528 millones, compensado por Ch\$ 197.100 millones de depreciación, efectos negativos de conversión por Ch\$ 63.643 millones y deterioros por Ch\$ 13.770 millones.
 - Lo anterior está parcialmente compensado por una disminución en Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación por Ch\$ 179.460 millones, originado principalmente por la provisión de deterioro en HidroAysén por Ch\$ 69.066 millones y por la incorporación al perímetro de consolidación de GasAtacama que a diciembre de 2013 representaba una inversión por Ch\$ 123.628 millones.

Pasivos (millones de Ch\$)	dic-14	dic-13	Variación dic 14-dic 13	% Variación dic 14-dic 13
Pasivos Corrientes	1.392.738	1.238.391	154.347	12%
Pasivos No Corrientes	2.321.048	1.935.920	385.128	20%
Patrimonio Neto	3.523.886	3.587.814	(63.928)	(1,8%)
Dominante	2.700.280	2.651.968	48.312	2%
Minoritario	823.606	935.846	(112.240)	(12%)
Total Patrimonio Neto y Pasivos	7.237.672	6.762.125	475.547	7%

Los **Pasivos Totales** de la compañía presentan un aumento de Ch\$ 475.547 millones respecto de diciembre de 2013, que se debe principalmente a:

- Aumento de los Pasivos Corrientes en Ch\$ 154.347 millones, equivalente a un 12%, que se explica principalmente por:
 - Aumento en Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar por Ch\$ 244.371 millones, principalmente en Emgesa por dividendos por pagar por Ch\$ 125.363 millones, en Endesa Costanera por Ch\$ 45.238 millones principalmente por acreedores de activo fijo y por la incorporación de GasAtacama al perímetro de consolidación por Ch\$ 23.980 millones.
 - Aumento en Pasivos por impuestos corrientes por Ch\$ 23.009 millones, principalmente en Emgesa por Ch\$ 23.002 millones, por concepto de impuesto a la renta.

- Lo anterior se compensa por una disminución en Otros pasivos financieros corrientes por Ch\$ 62.974 millones, principalmente en Endesa Costanera una disminución por Ch\$ 105.534 millones, producto de la refinanciación de la deuda con Mitsubishi al largo plazo y condonación de intereses por Ch\$ 92.321 millones y diferencia de conversión negativa por Ch\$ 14.685 millones, compensado por diferencia de cambio de la deuda por Ch\$ 10.539 millones. Aumento por Ch\$ 21.794 millones en Endesa Chile, principalmente por devengo de intereses de bonos por Ch\$ 48.655 millones, diferencia de cambio por Ch\$ 12.783 millones, traspaso desde el largo plazo de deuda por bonos en dólares por Ch\$ 114.628 millones, compensado por pago de crédito bancario por Ch\$ 111.734 millones y pago de intereses de deuda por bonos por Ch\$ 45.066 millones. Aumento en Emgesa por Ch\$ 25.115 millones, principalmente por traspaso de bonos de largo a corto plazo por Ch\$ 73.301 millones, devengo de intereses por Ch\$ 81.356 millones, compensado por efectos de conversión negativo por Ch\$ 7.626 millones, pago de capital e intereses de bonos por Ch\$ 119.695 millones.
- Disminución en Cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch\$ 75.389 millones, principalmente en Endesa Chile por el pago de dividendos a Enersis por Ch\$ 75.299 millones.
- Aumento de los Pasivos No Corrientes por Ch\$ 388.525 millones, equivalentes a un 20%, explicado principalmente por:
 - Aumento en Otros pasivos financieros no corrientes por Ch\$ 284.940 millones. Incremento en Endesa Chile por Ch\$ 203.211 millones, explicado principalmente por nueva emisión de bonos en dólares por Ch\$ 219.616 millones, diferencia de cambio y reajuste de bonos por Ch\$ 75.769 millones, contratos swaps y forwards por Ch\$ 11.679 millones, compensado por el traspaso al corto plazo de deuda por bonos en dólares por Ch\$ 114.628 millones. Aumento en Emgesa por Ch\$ 34.402 millones, principalmente por una nueva emisión de bonos por Ch\$ 168.369 millones, compensado por el traspaso de deuda en bonos de largo a corto plazo por Ch\$ 73.301 millones y efectos de conversión negativo por Ch\$ 62.394 millones. Aumento en Endesa Costanera por Ch\$ 29.444 millones, producto del refinanciamiento de la deuda con Mitsubishi al largo.
 - Aumento en pasivos por impuestos diferidos por Ch\$ 84.630 millones, principalmente por las sociedades chilenas, que registraron un mayor pasivo por efecto de la nueva reforma tributaria por Ch\$ 65.099 millones y por la incorporación de GasAtacama al perímetro de consolidación por Ch\$ 44.122 millones.
 - El patrimonio neto disminuyó en Ch\$ 63.928 millones respecto de diciembre de 2013. El dominante aumentó en Ch\$ 48.312 millones, explicado mayormente por la utilidad del ejercicio de Ch\$ 334.557 millones, reserva de conversión por Ch\$ 34.200 millones, compensado por la disminución en reserva de cobertura por Ch\$ 101.963 millones, dividendos del período y dividendo mínimo por Ch\$ 171.152 millones y efectos por cambio de tasa impositiva en Chile por Ch\$ 60.872 millones.
 - La participación de los minoritarios disminuyó en Ch\$ 112.240 millones, principalmente por resultados integrales negativos por Ch\$ 45.387 millones y dividendos del período por Ch\$ 349.898 millones, compensado por la utilidad del ejercicio de Ch\$ 284.416 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es la siguiente:

Indicador		Unidad	dic-14	dic-13	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	0,75	0,78	(0,03)	(4%)
	Razón Ácida (¹)	Veces	0,69	0,73	(0,04)	(5%)
	Capital de Trabajo	MM\$	(354.680)	(272.959)	(81.721)	30%
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	1,05	0,88	0,17	19%
	Deuda Corto Plazo	%	37,5%	39,0%	(2%)	(4%)
	Deuda Largo Plazo	%	62,5%	61,0%	2%	2%
	Cobertura Costos Financieros (²)	Veces	6,66	6,30	0,36	6%
Rentabilidad	Resultado explotación/ingresos explotación	%	35,8%	38,6%	(3%)	(7%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada	%	12,5%	13,6%	(1%)	(8%)
	Rentabilidad del Activo anualizada	%	8,8%	8,5%	0%	4%

(1) (Activo corriente - Inventarios - Pagos anticipados) / Pasivo corriente

(2) EBITDA / (Gastos financieros + Resultados por unidad de reajuste + Diferencias de cambio)

El índice de liquidez a diciembre de 2014 alcanza a 0,75 veces, presentando una disminución equivalente a un 4% respecto de diciembre de 2013. Lo anterior refleja una compañía con una sólida posición de liquidez, cumpliendo sus obligaciones con bancos y financiando sus inversiones con los excedentes de caja y mostrando un adecuado calendario de vencimiento de sus deudas.

La razón de test ácido alcanzó 0,69 veces, lo que corresponde a una disminución de un 5% respecto de diciembre de 2013.

La razón de endeudamiento se sitúa en 1,05 veces a diciembre de 2014, mostrando un aumento de 19% respecto al ejercicio 2013.

3. Análisis del Estado de Flujo de Efectivo

La sociedad generó durante el ejercicio 2014 un flujo neto positivo de Ch\$ 37.093 millones, el que está compuesto por los siguientes rubros:

Flujo de Efectivo (millones de \$)	dic-14	dic-13	Variación dic 14-dic 13	% Variación dic 14-dic 13
de la Operación	816.800	707.769	109.031	15%
de Inversión	(327.447)	(185.746)	(141.701)	76%
de Financiamiento	(452.260)	(429.588)	(22.672)	5%
Flujo neto del ejercicio	37.093	92.435	(55.342)	(60%)

Las actividades de operación generaron un flujo positivo de Ch\$ 816.800 millones, lo que representa un aumento de un 15% respecto de diciembre de 2013. Este flujo está compuesto principalmente por cobros por venta de bienes y prestación de servicios por Ch\$ 2.811.897 millones, compensado por pagos a proveedores por suministro de bienes y servicios por Ch\$ 1.602.355 millones, pagos de impuestos por Ch\$ 141.370 millones y pagos a y por cuenta de los empleados por Ch\$ 115.501 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo negativo de Ch\$ 327.447 millones, que se explica principalmente por incorporaciones de propiedades, planta y equipo por Ch\$ 421.314 millones, pago por adquisición de GasAtacama Holding neto de su disponible por Ch\$ 37.655 millones (Ver Nota N°5 de los estados financieros). Lo anterior compensado parcialmente por dividendos recibidos por Ch\$ 139.059 millones.

Las actividades de financiamiento generaron un flujo negativo de Ch\$ 452.260 millones. Este flujo está originado principalmente por dividendos pagados por Ch\$ 368.636 millones, intereses pagados por Ch\$ 144.524 millones, pago de préstamos y arrendamientos financieros por Ch\$ 792.409 millones, compensado por el cobro de préstamos a empresas relacionadas y terceros por Ch\$ 869.770 millones.

Información Plantas y Equipos por Compañía (en millones de pesos)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Plantas y Equipos		Depreciación Activo Fijo	
	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Endesa Matriz	125.400	62.099	58.756	58.641
Pehuenche	616	208	8.290	8.533
Inversiones Gas Atacama	2.201	-	8.715	-
Celta	27.536	22.855	22.497	22.835
Túnel El Melón	-	7	57	51
EASA (Grupo)	48.539	40.947	17.588	20.871
Emgesa	181.795	155.837	39.210	36.704
Generandes Perú (Grupo)	35.227	10.064	41.987	38.100
Total Consolidado	421.314	292.017	197.100	185.735

II. Principales Riesgos Asociados a la Actividad de Endesa Chile

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

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

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

Riesgo de Tasa de Interés

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

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

Cumpliendo la política actual de cobertura de tasa de interés, el porcentaje de deuda fija y/o protegida por sobre la deuda neta total, se situó en 67% al 31 de diciembre de 2014.

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

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

Posición neta:

	31-dic-14 %	31-dic-13 %
Tasa de interés fijo	67%	71%
Tasa de interés variable	33%	29%
Total	100%	100%

Riesgo de Tipo de Cambio

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

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

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

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

Riesgo de “Commodities”

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

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

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

En consideración a las condiciones operativas que enfrenta el mercado de la generación eléctrica en Chile, sequía y volatilidad del precio de los commodities en los mercados internacionales, la compañía está permanentemente verificando la conveniencia de tomar coberturas para aminorar los impactos de estas variaciones de precios en los resultados. Al 31 de diciembre de 2014 había operaciones swap vigentes por 266 mil barriles de petróleo Brent para enero 2015 y 350 mil MMBTU de gas Henry Hub para febrero 2015. Al 31 de diciembre de 2013, no había operaciones vigentes de derivados de commodities.

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

Riesgo de Liquidez

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

Las necesidades proyectadas antes mencionadas, incluyen vencimientos de deuda financiera neta, es decir, después de derivados financieros. Para mayor detalle respecto a las características y condiciones de las deudas financieras y derivados financieros ver notas 18, 20 y anexo N° 4, respectivamente.

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Endesa Chile presenta una liquidez de M\$ 336.628.803 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 200.530.219 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Endesa Chile tenía una liquidez de M\$ 323.807.379 en efectivo y otros medios equivalentes y M\$ 153.458.192 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de Crédito

El Grupo Endesa Chile realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por cobrar comerciales:

En lo referente al riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar provenientes de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado dado que el corto plazo de cobro a los clientes hace que no acumulen individualmente montos muy significativos.

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

Activos de carácter financiero:

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

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

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

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

Medición del Riesgo

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

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

- Deuda financiera.
- Derivados de cobertura para deuda, dividendos y proyectos.

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

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

El cálculo del Valor en Riesgo se basa en la generación de posibles escenarios futuros (a un día) de los valores de mercado (tanto spot como a plazo) de las variables de riesgo mediante metodologías de Bootstrapping. El número de escenarios generados asegura el cumplimiento de los criterios de convergencia de la simulación. Para la simulación de los escenarios de precios futuros se ha aplicado la matriz de volatilidades y correlaciones entre las distintas variables de riesgo calculada a partir del histórico de los retornos logarítmicos del precio.

Una vez generados los escenarios de precios se calcula el valor razonable de la cartera con cada uno de los escenarios, obteniendo una distribución de posibles valores a un día. El Valor en Riesgo a un día con un 95% de confianza se calcula como el percentil del 5% de las posibles variaciones del valor razonable de la cartera en un día.

Teniendo en cuenta las hipótesis anteriormente descritas, el Valor en Riesgo de las posiciones anteriormente comentadas desglosado por tipo de posición se muestra en la siguiente tabla:

Posiciones financieras	Saldo al 31/12/14 M\$	Saldo al 31/12/13 M\$
Tasa de interés	20.291.690	8.035.082
Tipo de cambio	2.632.675	2.205.128
Correlación	(3.443.888)	(3.291.060)
Total	19.480.477	6.949.150

Las posiciones de Valor en Riesgo han evolucionado durante el período 2014 y ejercicio 2013 en función del inicio/ vencimiento de las operaciones a lo largo de cada periodo.

Otros Riesgos

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Endesa Chile está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual excede el equivalente de US\$ 50 millones y cuyo monto en mora también excede el equivalente de US\$ 50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de la línea de crédito internacional (a esta fecha no desembolsada). Además, esta línea contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en la compañía, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US\$ 100 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de este crédito.

Por otro lado, el no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de cualquier deuda de Endesa Chile o de cualquiera de sus filiales chilenas, con un monto de capital que exceda los US\$ 30 millones podría dar lugar al pago anticipado obligatorio de los bonos Yankee. Mientras que para el caso específico del Yankee emitido en abril 2014, con vencimiento en el 2024, el umbral es de US\$ 50 millones.

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito de Endesa Chile, el pago anticipado de esta deuda, se desencadena sólo por incumplimiento del Emisor.

No hay cláusulas en los convenios de crédito por las cuales cambios en la clasificación corporativa o de la deuda de estas compañías por las agencias clasificadoras de riesgo produzcan la obligación de hacer prepagos de deuda.

III. Valor Libro y Económico de los Activos

Respecto de los activos de mayor importancia, cabe mencionar lo siguiente:

Las propiedades, plantas y equipos se valoran a su costo de adquisición, neto de su correspondiente depreciación acumulada y de las pérdidas por deterioro que haya experimentado. Las propiedades, plantas y equipos, neto en su caso del valor residual del mismo, se deprecia distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

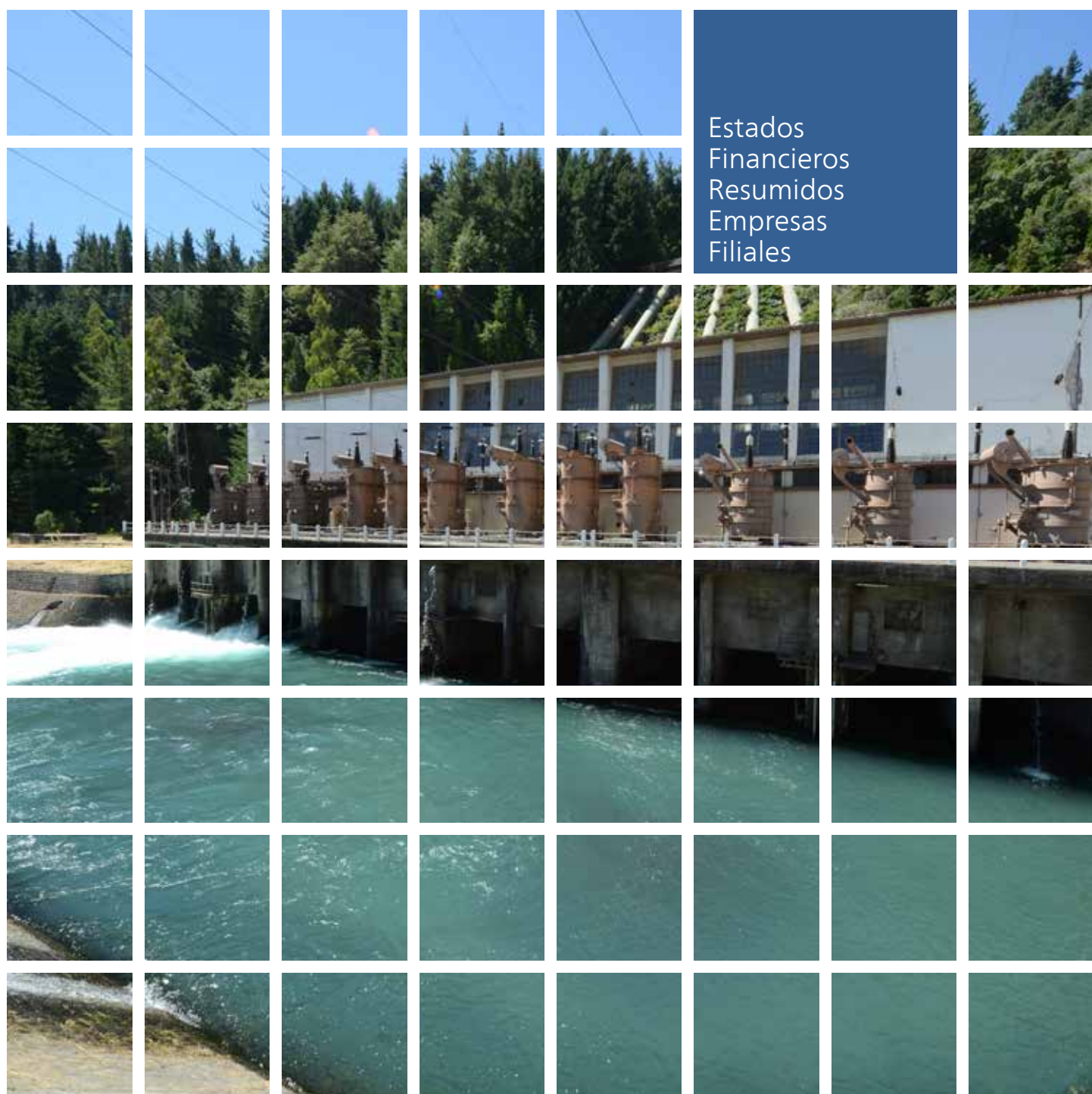
La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una sociedad filial en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.d de los Estados Financieros).

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

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del ejercicio.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y N°3 de los Estados Financieros.



Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales

al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos)

	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.		Compañía Eléctrica Tarapacá S.A. (*)		Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	
ESTADOS DE SITUACION FINANCIERA RESUMIDOS POR FILIAL	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Activos						
Activos Corrientes	75.414.557	33.988.505	79.333.500	78.122.148	19.183.734	12.248.481
Activos No Corrientes	209.069.274	217.379.509	533.911.867	511.082.300	7.107.941	10.007.003
Total Activos	284.483.831	251.368.014	613.245.367	589.204.448	26.291.675	22.255.484
Patrimonio Neto y Pasivos						
Pasivos Corrientes	59.142.216	35.867.416	136.613.577	174.047.078	3.709.122	3.182.462
Pasivos No Corrientes	53.952.811	41.936.800	41.787.343	33.658.453	1.789.703	4.599.825
Patrimonio Neto	171.388.804	173.563.798	434.844.447	381.498.917	20.792.850	14.473.197
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	171.388.804	173.563.798	434.843.786	381.498.256	20.792.850	14.473.197
Participaciones Minoritarias	-	-	661	661	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	284.483.831	251.368.014	613.245.367	589.204.448	26.291.675	22.255.484
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL						
Total de Ingresos	227.886.302	192.834.488	327.413.154	75.306.114	10.484.435	10.301.994
Consumos de Materias Primas y Materiales Secundarios	(34.362.209)	(35.732.381)	(199.346.544)	(56.538.263)	(3.751)	(4.396)
Margen de Contribución	193.524.093	157.102.107	128.066.610	18.767.851	10.480.684	10.297.598
Otros Gastos de Explotación	(13.002.309)	(13.081.084)	(38.988.287)	(20.887.600)	(3.932.852)	(3.830.045)
Resultado de Explotación	180.521.784	144.021.023	89.078.323	(2.119.749)	6.547.832	6.467.553
Ganancia (Pérdida) de Otros Resultados distintos de la Operación	955.150	(693.355)	13.411.306	4.648.325	82.925	(263.370)
Ganancia (Pérdida) antes de Impuesto	181.476.934	143.327.668	102.489.629	2.528.576	6.630.757	6.204.183
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(38.314.654)	(28.835.875)	(15.554.716)	(1.163.451)	(800.038)	(57.431)
Ganancia (Pérdida) de Actividades Continuas después de Impuesto	143.162.280	114.491.793	86.934.913	1.365.125	5.830.719	6.146.752
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuas, Neta de Impuesto						
Ganancia (Pérdida)	143.162.280	114.491.793	86.934.913	1.365.125	5.830.719	6.146.752
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora y Participación Minoritaria						
Ganancia (Pérdida) Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Participación en el Patrimonio Neto de la Controladora	143.162.280	114.491.793	86.934.913	1.365.125	5.830.719	6.146.752
Ganancia (Pérdida) Atribuible a Participación Minoritaria	-	-	-	-	-	-
Ganancia (Pérdida)	143.162.280	114.491.793	86.934.913	1.365.125	5.830.719	6.146.752
Estado de Otros Resultados Integrales:						
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(51.043)	(13.866)	604	5.794	(12.157)	9.435
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales						
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a los Accionistas Mayoritarios	143.111.237	114.477.927	86.935.517	1.370.919	5.818.562	6.156.187
Resultado de Ingresos y Gastos Integrales Atribuibles a Participaciones Minoritarias	-	-	-	-	-	-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	143.111.237	114.477.927	86.935.517	1.370.919	5.818.562	6.156.187
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO						
Capital emitido	218.818.329	218.818.329	332.076.866	332.076.866	19.028.480	19.028.480
Otras Reservas	(37.656.647)	(37.656.647)	(56.654.409)	(153.754.546)	(2.982.579)	(2.982.579)
Resultados retenidos	(9.772.878)	(7.597.884)	159.421.329	203.175.936	4.746.949	(1.572.704)
Patrimonio Neto Atribuible a los Tenedores de Instrumentos de Patrimonio Neto de Controladora	171.388.804	173.563.798	434.843.786	381.498.256	20.792.850	14.473.197
Participaciones Minoritarias	-	-	661	661	-	-
Patrimonio Neto, Total	171.388.804	173.563.798	434.844.447	381.498.917	20.792.850	14.473.197
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL						
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	156.346.023	131.176.285	107.151.741	21.770.348	9.045.776	9.178.537
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	439.463	(208.187)	(31.323.790)	(1.904.587)	(5.604.740)	(5.900.774)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(156.359.700)	(131.337.426)	(75.945.223)	(19.721.996)	(3.450.775)	(3.266.159)
Incremento (Decremento) Neto en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	425.786	(369.328)	(117.272)	143.765	(9.739)	11.604
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	64.340	433.668	153.991	10.226	39.440	27.836
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	490.126	64.340	36.719	153.991	29.701	39.440

(*) Estados Financieros Consolidados

(1) Con fecha 1 de septiembre de 2013, Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

(2) Con fecha 1 de noviembre de 2013, Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica de Tarapacá S.A. siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Endesa Argentina S.A.(*)		Southern Cone Power Argentina S.A.		Emgesa S.A. E.S.P. (*)		Generandes Perú S.A.(*)		Inversiones GasAtacama Holding Limitada	
2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
56.074.840	46.120.168	4.162	7.901	329.704.908	321.118.495	121.446.537	104.859.261	197.276.197	-
297.050.238	251.298.793	753.403	846.585	1.787.224.362	1.712.544.281	816.077.565	773.401.182	216.893.717	-
353.125.078	297.418.961	757.565	854.486	2.116.929.270	2.033.662.776	937.524.102	878.260.443	414.169.914	-
140.459.888	183.232.545	3.229	1.208	500.427.460	229.570.429	95.676.184	110.158.343	29.892.671	-
101.749.459	54.121.667	-	-	883.041.284	864.631.942	275.049.420	256.342.275	48.748.662	-
110.915.731	60.064.749	754.336	853.278	733.460.526	939.460.405	566.798.498	511.759.825	335.528.581	-
47.953.733	22.780.731	754.336	853.278	733.457.494	939.457.798	299.380.063	270.876.559	335.079.195	-
62.961.998	37.284.018	-	-	3.032	2.607	267.418.435	240.883.266	449.386	-
353.125.078	297.418.961	757.565	854.486	2.116.929.270	2.033.662.776	937.524.102	878.260.443	414.169.914	-
105.265.322	131.443.285	-	-	753.373.026	639.503.535	353.794.699	283.806.401	113.074.006	-
(15.204.196)	(36.478.648)	-	-	(220.302.722)	(204.419.041)	(133.734.609)	(95.079.949)	(58.170.154)	-
90.061.126	94.964.637	-	-	533.070.304	435.084.494	220.060.090	188.726.452	54.903.852	-
(62.100.745)	(60.022.127)	(4.919)	(14.112)	(83.537.538)	(71.091.346)	(78.902.371)	(76.534.553)	(18.139.791)	-
27.960.381	34.942.510	(4.919)	(14.112)	449.532.766	363.993.148	141.157.719	112.191.899	36.764.061	-
49.656.088	(35.813.655)	-	-	(34.538.706)	(26.658.324)	(782.429)	1.282.089	(3.320.514)	-
77.616.469	(871.145)	(4.919)	(14.112)	414.994.060	337.334.824	140.375.290	113.473.988	33.443.547	-
(21.104.876)	(8.988.962)	-	-	(126.163.972)	(106.510.265)	(29.025.176)	(30.762.068)	(10.227.938)	-
56.511.593	(9.860.107)	(4.919)	(14.112)	288.830.088	230.824.559	111.350.114	82.711.920	23.215.609	-
56.511.593	(9.860.107)	(4.919)	(14.112)	288.830.088	230.824.559	111.350.114	82.711.920	23.215.609	-
26.832.853	(5.429.222)	(4.919)	(14.112)	288.829.429	230.823.748	58.671.848	43.779.385	23.237.081	-
29.678.740	(4.430.885)	-	-	659	811	52.678.266	38.932.535	(21.472)	-
56.511.593	(9.860.107)	(4.919)	(14.112)	288.830.088	230.824.559	111.350.114	82.711.920	23.215.609	-
(5.660.611)	(9.491.203)	(94.023)	(178.479)	(73.476.918)	8.525.250	23.873.097	(9.731.566)	25.047.658	-
21.172.242	(8.279.782)	(98.942)	(192.591)	215.352.746	239.348.970	71.318.525	38.666.701	48.263.267	-
29.678.740	(11.071.528)	-	-	424	839	63.904.686	34.313.653	-	-
50.850.982	(19.351.310)	(98.942)	(192.591)	215.353.170	239.349.809	135.223.211	72.980.354	48.263.267	-
98.376.853	98.376.853	1.402.677	1.402.677	186.729.984	186.729.984	164.297.758	164.297.758	202.538.871	-
(75.305.339)	(70.166.900)	(643.422)	(535.287)	732.002.574	805.476.258	86.750.998	36.641.356	111.046.314	-
24.882.219	(5.429.222)	(4.919)	(14.112)	(185.275.064)	(52.751.444)	48.331.307	69.937.445	21.494.010	-
47.953.733	22.780.731	754.336	853.278	733.457.494	939.454.798	299.380.063	270.876.559	335.079.195	-
62.961.998	37.284.018	-	-	3.032	2.607	267.418.435	240.883.266	449.386	-
110.915.731	60.064.749	754.336	853.278	733.460.526	939.457.405	566.798.498	511.759.825	335.528.581	-
73.330.314	24.308.877	(6.885)	(13.484)	364.425.930	273.903.244	131.371.134	96.410.549	34.512.533	-
(46.973.816)	(40.186.424)	-	-	(185.214.366)	(125.834.718)	(21.749.651)	(4.785.154)	11.514.172	-
(20.558.700)	16.625.224	-	-	(151.340.517)	(104.425.180)	(97.913.910)	(94.269.560)	(31.937.827)	-
5.797.798	747.677	(6.885)	(13.484)	27.871.047	43.643.346	11.707.573	(2.644.165)	14.088.878	-
524.752	(338.380)	(568)	(2.636)	(31.087.705)	(3.635.204)	4.207.584	(163.172)	(579.364)	-
6.721.941	6.312.644	7.740	23.860	227.781.003	187.772.861	32.476.931	35.284.268	-	-
13.044.491	6.721.941	287	7.740	224.564.345	227.781.003	48.392.088	32.476.931	13.509.514	-

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE

Enrico Viale

TELÉFONO (56) 22630 9141

VICEPRESIDENTE

Ignacio Mateo Montoya

TELÉFONO (56) 22630 9157

DIRECTOR

Isabel Marshall Lagarrigue

TELÉFONO (56) 22630 9157

DIRECTOR

Vittorio Vagliasindi

TELÉFONO (56) 22630 9157

DIRECTOR

Felipe Lamarca Claro

TELÉFONO (56) 22630 9157

DIRECTOR

Susana Carey Claro

TELÉFONO (56) 22630 9157

DIRECTOR

Enrique Cibié Bluth

TELÉFONO (56) 22630 9157

DIRECTOR

Francesco Buresti

TELÉFONO (56) 22630 9157

DIRECTOR

Alfredo Arahuetes García

TELÉFONO (56) 22630 9157

GERENTE GENERAL

Valter Moro

TELÉFONO (56) 22630 9141

SUBGERENTE GENERAL Y GERENTE DE FINANZAS Y ADMINISTRACIÓN

Ramiro Alfonsín Balza

TELÉFONO (56) 22630 9251

GERENTE DE COMUNICACIÓN

Maria Teresa González Ramírez

TELÉFONO (56) 22630 9016

FISCAL

Ignacio Quiñones Sotomayor

TELÉFONO (56) 22630 9157

GERENTE RECURSOS HUMANOS:

Federico Polemann

TELÉFONO (56) 22353 4686

GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL

Fernando La Fuente Vila

TELÉFONO (56) 22630 9678

GERENTE DE TRADING Y COMERCIALIZACIÓN

Humberto Espejo Paluz

TELÉFONO (56) 22630 9261

GERENTE DE INGENIERÍA Y CONSTRUCCIÓN

Bernardo Canales Fuenzalida

TELÉFONO (56) 22630 8005

GERENTE DE DESARROLLO DE NEGOCIO

Claudio Helfmann Soto

TELÉFONO (56) 22630 9208

Relación con inversionistas y accionistas

SUBGERENTE DE RELACIÓN CON INVERSIONISTAS

Susana Rey Müller

TELÉFONO (56) 2 2353 4682

CITIBANK NY

Teresa Loureiro-Stein

TELÉFONO (1-212) 816 6814

SANTANDER INVESTMENT

Ignacio Algora

TELÉFONO (34-91) 289 3951



Endesa Chile es una empresa del Grupo Enel

Enel
Official Global Partner



MILANO 2015
1 MAY • 31 OCTOBER

endesa.cl