Memoria Anual 2014

enersis

Bolsa de Comercio de Santiago
ENERSIS

Bolsa de Nueva York
ENI

Bolsa de Madrid
XENI

Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., y el 1 de agosto de 1988 la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A. Su capital social es de $5.804.447.986 miles, representado por 49.092.772.762 acciones. Sus acciones cotizan en las bolsas chilenas, en la de Nueva York en forma de American Depositary Receipts (ADR) y en la Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex).

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

Sus activos totales ascienden a $15.921.322.316 miles al 31 de diciembre de 2014. Enersis controla y gestiona un grupo de empresas que opera en los mercados eléctricos de cinco países en Latinoamérica (Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú). En 2014, el resultado neto atribuible a la sociedad dominante alcanzó a $610.158 millones y el resultado operacional se ubicó en $1.769.325 millones. A fines de 2014, daba ocupación directa a 12.275 personas, a través de sus empresas filiales presentes en Sudamérica.

Memoria Anual 2014

Índice

Carta del Presidente | **4**

Hitos 2014 | **10**

Principales Indicadores Financieros y de Operación | **14**

Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos | **18**

Propiedad y Control | **22**

Administración | **26**

Recursos Humanos | **44**

Transacciones Bursátiles | **56**

Dividendos | **62**

Política de Inversión y Financiamiento para el Ejercicio 2014 | **66**

Negocios de la Compañía | **70**

Inversiones y Actividades Financieras | **80**

Factores de Riesgo | **90**

Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica | **106**

Descripción del Negocio Eléctrico por País | **126**

Cuadro Esquemático de Participaciones | **174**

Hechos Relevantes de la Entidad | **180**

Identificación de las Compañías Subsidiarias y Asociadas | **198**

Declaración de Responsabilidad | **218**

Estados Financieros Consolidados | **220**

Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados | **418**

Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales | **440**

Carta del Presidente

Estimadas y estimados accionistas,

Para mí es un honor dirigirme a ustedes como nuevo presidente del Directorio de Enersis, para delinear en estas páginas los hitos y las tendencias que marcaron el ejercicio 2014 de la compañía y de sus diversas filiales en Chile y América Latina, cuyo detalle podrán consultar en los distintos capítulos que componen esta Memoria Anual y Estados Financieros.

Es un honor, porque me ha correspondido asumir la presidencia de este extraordinario grupo de empresas en un momento lleno de desafíos que configurarán el marco de lo que será nuestro desempeño en los próximos años. Todas y todos en Enersis estamos trabajando con foco, seriedad y a la vez pasión para enfrentar con éxito estos retos.

En esta vibrante Latinoamérica que muestra en la actualidad dinámicas de crecimiento y de cambios regulatorios que definen un set de oportunidades distintas para cada país, Enersis está en una posición indiscutible de liderazgo para aprovechar estas nuevas y evolutivas dinámicas, de cara a un acelerado crecimiento de nuestra empresa y rentabilidad a nuestros accionistas.

Esta posición privilegiada ha sido el fruto del esfuerzo, la perseverancia y el compromiso de las más de 12.000 personas, que día a día trabajan por consolidar y hacer crecer a esta compañía en cada uno de los mercados en los que estamos presentes. Quisiera aprovechar estas páginas para expresarles a todos ellos nuestro más sincero reconocimiento.

Esta confianza de Enersis en el futuro deriva también del hecho de ser parte de uno de los mayores grupos energéticos del mundo, el Grupo Enel. La compañía cuenta con el respaldo, la experiencia, las tecnologías y la visión de 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.

Enersis es una compañía que está firmemente anclada al crecimiento y desarrollo de Chile, Colombia, Perú, Brasil y Argentina y que conoce a cabalidad el potencial económico y humano de cada una de estas naciones, y tenemos una vocación irrenunciable para ser un protagonista destacado en aquellas economías en las que podemos crecer.

Enersis tiene el compromiso claro de mejorar la calidad de vida de las personas y ser un aporte decidido a la sustentabilidad de los países en los que opera, a través de procesos más eficientes, más modernos y mediante el uso de las tecnologías más amigables con el medio ambiente.

Resultados 2014

El año pasado estuvo marcado por la desaceleración en el ritmo del crecimiento en América Latina. Esta situación se expresó en Chile y en la mayoría de las economías de la región, muchas de ellas fuertemente dependientes de las exportaciones de *commodities*, los cuales han comenzado a experimentar el fin de lo que los expertos denominaron "el súperciclo de las materias primas", debido a los altos precios alcanzados en los mercados internacionales por este tipo de bienes.

A pesar de la desaceleración y la persistencia de la sequía en algunos de los países en los que operamos, la producción de energía del Grupo Enersis se incrementó 0,4%, alcanzando 60.299 GWh, mientras que las ventas físicas de las empresas distribuidoras aumentó 2,9%, totalizando 77.631 GWh.

Por su parte, durante el 2014, la capacidad instalada de Enersis creció 6,4%, respecto a 2013, sumando un total de 16.868 MW en Latinoamérica, mientras que el número de clientes se elevó 2,7% respecto al año anterior, superando de este modo los 14,7 millones en toda la Región.

Así, la efectividad de la gestión de la compañía y de sus filiales, permitió que los ingresos de Enersis totalizaran $7.253.876 millones, cifra que representa un crecimiento de 15,8% con respecto al ejercicio 2013.

Del mismo modo, el EBITDA de Enersis se ubicó en $2.300.020 millones, lo que corresponde aproximadamente a US$4.032 millones, según el tipo de cambio promedio exhibido durante el 2014. Esto significó un crecimiento de 2,2% en relación a 2013. Hay que destacar que por sexto año consecutivo esta cifra es superior a los US$4.000 millones, lo cual es una muestra sostenida de la sólida posición de la compañía.

Por línea de negocio, en el segmento de generación el EBITDA experimentó un crecimiento de 10,6%, cerrando el año en $1.303.000 millones, debido principalmente a los buenos resultados obtenidos en Colombia y Perú. Lo anterior

contrarrestó la baja de 6,1% que experimentó el segmento de distribución, cuyo EBITDA totalizó $1.027.540 millones, debido principalmente a un menor reconocimiento de costos no traspasados a la tarifa en Argentina de más de $100.000 millones respecto al año anterior.

El beneficio neto atribuible a los accionistas de Enersis descendió en 7,3%, sumando $610.158 millones, debido al impacto en Endesa Chile de registrar las provisiones por deterioro de su participación en HidroAysén y del proyecto Punta Alcalde, las cuales tuvieron en Enersis un efecto después de impuestos de $41.425 millones y $5.509 millones, respectivamente.

La provisión por HidroAysén se debe a que la recuperación de la inversión realizada depende de decisiones judiciales y de definiciones sobre materias propias de la Agenda de Energía, dada a conocer por el Gobierno el año pasado, las que actualmente Endesa Chile no está en condiciones de prever, por lo que la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos del Grupo. Sin embargo, Enersis, a través de su filial Endesa Chile, tiene la voluntad de defender los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada en las instancias que corresponda, para lo cual continuará llevando adelante las acciones judiciales ya iniciadas, o implementará las acciones administrativas y/o judiciales que sean necesarias para el cumplimiento de este objetivo.

La provisión por Punta Alcalde, en tanto, se origina en la decisión de Endesa Chile de detener el desarrollo del proyecto, tras haber estudiado las posibilidades de adaptarlo para que fuese económicamente 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.

El detalle de estos resultados, podrán revisarlos en las páginas siguientes de este reporte.

Principales Hitos 2014

Enersis continuó con su plan de crecimiento en la región, cerrando exitosamente una serie de operaciones, entre las que cabe destacar las siguientes:

- La compra de un 15,18% de participaciones a accionistas minoritarios en Coelce, por US$243 millones, lo que permitió elevar la participación directa e indirecta de Enersis en la propiedad de la distribuidora brasileña hasta un 74,05%.
- La compra realizada por Endesa Chile del 50% de Gas Atacama, por US$309 millones, con lo cual ahora el Grupo controla el 100% de dicha compañía.
- La compra del 21,1% indirecto de la generadora peruana Edegel, por US$413 millones, mediante la adquisición del 39,01% que poseía Inkia Americas Holdings Limited en Generandes Perú S.A., sociedad que a su vez controla el 54,20% de Edegel.

Jorge Rosenblut
Presidente

Las adquisiciones de participaciones a minoritarios en Coelce y Edegel se financiaron con los fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis que se llevó a cabo en marzo de 2013.

Al mismo tiempo, el Grupo continuó con el proceso de venta de activos no estratégicos iniciado en 2010 con las enajenaciones de Synapsis y CAM. En este sentido, destacan las ventas del 100% de Túnel El Melón a un fondo privado administrado por Independencia S.A., por US$41 millones, y del 55% que poseía el Grupo en el proyecto inmobiliario Enea, por cerca de US$94 millones, a la sociedad Rentas Inmobiliaria GN S.A.

Para concluir con las operaciones más importantes realizadas por Enersis durante el ejercicio 2014, hay que destacar la refinanciación de la deuda que la generadora argentina Costanera mantiene con Mitsubishi Corporation, la cual se realizó en condiciones muy beneficiosas para la compañía, lo que contribuyó a la recomposición de su situación patrimonial e impactó positivamente en el resultado de Costanera, Endesa Chile y Enersis.

También es necesario resaltar la ampliación de capital realizada en Central Dock Sud, en Argentina, con el objetivo de recomponer su situación financiera.

Finalmente, se realizó la fusión entre las filiales chilenas Manso de Velasco Limitada e ICT Servicios Informáticos Limitada, lo cual va en línea con la simplificación societaria del Grupo.

La vocación de Enersis es acompañar el desarrollo de los países en los que estamos presentes a través de sus proyectos. Así, durante el año pasado, se cumplieron importantes hitos:

- El inicio de la construcción de Los Cóndores, central hidroeléctrica de pasada de 150 MW de capacidad instalada, ubicada en la Región del Maule, Chile, y cuya inversión ascenderá a US$661,5 millones y tendrá una generación media anual de 642 GWh.

- La finalización de la optimización de la cadena Salaco, en Colombia, proyecto consistente en la rehabilitación de seis unidades generadoras de las Centrales Salto II, Laguneta y Colegio. Esta iniciativa permitió incrementar la potencia instalada de Emgesa en 145 MW.

- La continuación de los trabajos en el Proyecto el Quimbo en Colombia, central hidroeléctrica de embalse de 400 MW de capacidad instalada y cuya puesta en servicio está prevista durante el 2015.

Un importante hito para Enersis, y para el futuro del sector eléctrico chileno, fue la inauguración de Smartcity Santiago. Esta iniciativa tiene el potencial de convertirse en un ejemplo para el desarrollo urbano del futuro que persigue el crecimiento de las ciudades, de manera sostenible y con el objetivo de mejorar la calidad de vida de sus ciudadanos. Este laboratorio-ciudad pondrá a prueba tecnologías de última generación, que permiten a los clientes una participación activa en la gestión de la energía, e integra las energías renovables y reduce las emisiones de CO_2, con el objeto de que esta experiencia pueda ser replicada a mayor escala. De esta manera, el consumidor pasaría a tomar un papel activo en la gestión de su energía, pasando a convertirse en un "prosumidor" (productor-consumidor), reduciendo de esta forma tanto sus costos energéticos como los del sistema.

La iniciativa, ejemplo de que la eficiencia energética constituye un eje central en nuestro quehacer, incluye proyectos de movilidad eléctrica, telemedición de consumos, operación domótica, generación fotovoltaica, automatización de la red eléctrica, alumbrado público inteligente (LED), televigilancia y wifi de libre acceso, todos los cuales podrán ser monitoreados y registrados desde el Centro Tecnológico Interactivo Smartcity Santiago, instancia que se encuentra al servicio de la comunidad, universidades y autoridades en general, para fines académicos e investigativos.

En esta misma línea, y con el objetivo de prestar un servicio eléctrico de calidad y seguro para nuestros clientes, nuestras empresas de distribución que operan en las ciudades de Santiago, Buenos Aires, Río de Janeiro, Fortaleza, Bogotá y Lima, continuaron con sus planes de inversión con el objeto de satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica, favoreciendo a su vez la calidad, continuidad y seguridad del suministro. Durante 2014 se realizaron inversiones por $593 mil millones, principalmente para atender el incremento de consumo de manera fiable, incorporando nuevos clientes y reforzando la capacidad de las instalaciones en Alta Tensión, Media Tensión y Baja Tensión. El objetivo es garantizar la excelencia del servicio que brindamos a los clientes.

En materia de distribución, Enersis tiene importantes retos y la empresa está trabajando para superarlos con éxito. En este sentido, este año se ha iniciado un proyecto de automatización de las redes en todas las distribuidoras que Enersis controla en América Latina. El objetivo es que dentro de tres años se hayan instalado más de 15.000 nuevos equipos de control de las redes, que representa una inversión en redes inteligentes de aproximadamente 385 MMUSD y que permitirá aumentar sensiblemente su gestión en forma remota, mejorando los tiempos de interrupción y, por tanto, la calidad de suministro. Esto, en el caso de Chile, significa que Chilectra añadirá a su red de Media Tensión, más de 500 nuevos equipos, además de la puesta en servicio, como mencionaba anteriormente, de SmartCity Santiago en 2014, que se suma a Ciudad Inteligente Búzios, en Brasil.

La Enersis del Siglo XXI

Estimados accionistas, señalaba antes que Enersis vive una nueva etapa. Y que en gran parte esta nueva fase responde a la relevancia que América Latina tiene para el Grupo Enel, nuestro controlador final. La región es el principal centro de crecimiento para el Grupo Enel durante los próximos años. Y prueba de esta importancia fue el proceso de reestructuración societaria concluido en octubre pasado, mediante el cual Enel adquirió el 60,62% de participación que Endesa España poseía en Enersis, pasando de este modo a ser controlador directo de la compañía.

La visión de Enel, que ha sido liderada y conducida por su CEO, Francesco Starace, es que Enersis debe seguir creciendo, y que este crecimiento debe hacerse de forma más amigable y dialogante con los entornos y las comunidades que acogen a sus operaciones, de un modo más cercano a las necesidades de los clientes y de las sociedades en las que Enersis está inserta, y todo ello rentabilizando de mejor forma sus activos, a través de procesos más eficientes, desplegando mayores capacidades de innovación y adopción de tecnologías de punta. En definitiva, el reto que tenemos por delante es el de construir una empresa más moderna, más ágil y más comprometida con su entorno. Una Enersis del y para Siglo XXI.

Cada una de las personas que ahora enfrentamos nuevas responsabilidades en el Grupo Enersis, estamos colaborando con entusiasmo para contribuir con nuestra parte al éxito de esta tarea.

Esta visión se ha traducido en los cambios organizacionales en Enersis y sus empresas filiales, vividos en los últimos meses de 2014. Como todo proceso de transformación, éste tiene un sentido que la guía, un propósito a seguir y desafíos a enfrentar. Por de pronto, el cambio obliga a entender a Enersis como una compañía de alcance verdaderamente latinoamericano, en la que todos los países en los que estamos presentes tienen similares relevancias para el negocio. Este cambio persigue mejorar la visión de la gestión de la compañía a nivel regional y a nivel país, para así contribuir al éxito del conjunto. Esta labor de asegurar la visión de conjunto y la efectividad global de nuestras operaciones y negocios está encabezada por el nuevo gerente general de la compañía, el señor Luca D'Agnese.

Realmente es un privilegio contar con las capacidades profesionales del ingeniero D'Agnese, quien antes de incorporarse al Grupo Enel como principal responsable de Europa del Este y Country Manager en Rumania, desarrolló una vasta experiencia directiva en empresas tan importantes como Hewlett Packard o McKinsey & Company en Italia, así como CEO del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (GRTN), el operador del sistema de transmisión italiano, y de Ergycapital, compañía focalizada en las energías renovables.

Estoy seguro que su mirada, talento y profesionalidad serán una gran contribución al crecimiento de nuestro Grupo en la Región, liderando la construcción de la Enersis del Siglo XXI.

En la nueva estructura, las líneas de negocio de generación y distribución tienen el rol de planificar y ejecutar las inversiones, optimizar el retorno del capital invertido y gestionar los activos. Tienen, por lo tanto, el deber de mejorar la eficiencia de las instalaciones y de los procesos de negocio, así como compartir las mejores prácticas, técnicas y de gestión a nivel global.

A su vez, cada uno de los Country Managers de nuestros 5 países tiene la labor de ocuparse de sus mercados y la relación con los clientes. El deber de cada uno de ellos es llevar adelante la nueva mirada para relacionarnos con los grupos de interés locales, incluyendo por cierto a las autoridades, a los reguladores y a las comunidades que habitan en el entorno de nuestras operaciones. Tienen también la responsabilidad de asegurar el equilibrio económico-financiero de sus respectivos territorios, y de

velar porque sean coherentes con los objetivos establecidos en materia de ingresos, resultados netos y deuda. Hoy Chile cuenta con esta dedicada, focalizada y atenta mirada a través del ingeniero Daniel Fernández, Country Manager de Chile y Subgerente General de Enersis. Su dilatada experiencia en empresas del sector público y privado, tales como TVN, Enap, o el Metro de Santiago, será sin duda un baluarte en la ejecución de esta nueva visión en nuestro país.

Este es un importante desafío en Sudamérica, porque muchas de las empresas y filiales de Enersis cotizan en bolsa. El reto es por lo tanto doble, ya que los países deben presentar un resultado "integrado" de las líneas de negocio y a la vez responder a los accionistas y a la comunidad financiera. Estoy seguro de que esta nueva estructura significará un sustantivo avance en las metas que nos hemos propuesto.

Esta visión, promovida por el CEO de Enel, Francesco Starace, esta nueva etapa para Enersis, tiene por lo tanto un norte que nos permitirá seguir siendo líderes en América Latina y en Chile. En primer lugar, nos interesa desarrollar proyectos que sean de más rápida ejecución, cuyos procesos aprobatorios sean más expeditos, y que tengan contratos de suministro asegurados, porque así garantizamos un rápido retorno de la inversión, con lo cual apuntalamos la sustentabilidad del negocio.

También desarrollaremos proyectos que cuenten con la aprobación de las comunidades y de la sociedad. No desarrollaremos proyectos que no sean requeridos por el país. En este sentido, 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.

En Enersis hemos aprendido de las dificultades que hemos enfrentado, algunas de ellas provocadas por cosas que podríamos haber hecho mejor o algún error cometido, y hoy nuestra prioridad es que nuestras iniciativas no sólo sean conocidas y entendidas, sino que también sean una real fuente de creación de valor y beneficios mutuos para las comunidades, localidades y regiones que nos acogen.

Estas exigencias que nos hemos impuesto implican ser mucho más rigurosos en el diseño de los proyectos que llevaremos adelante, tanto en la capacidad de escoger la mejor de las tecnologías, sin descartar a priori ninguna, así como en el tamaño más adecuado, para que éstos sean aceptados por las comunidades y la sociedad en general.

En segundo lugar, queremos poner al cliente en el centro de nuestras operaciones. Y esto implica ser capaces de mejorar día a día la calidad de suministro. En esta materia hemos llevado adelante numerosas iniciativas. Ejemplos de ello son:

- El plan de obras de Edesur, el cual ha permitido incorporar a sus redes un 21,5% adicional de capacidad y el plan de mejora de la disponibilidad y fiabilidad de nuestras unidades de vapor en Costanera. Ambas en Argentina.

- Las inversiones por más de 185 MMUSD que realizó nuestra distribuidora Codensa en Colombia, enfocadas principalmente en el mejoramiento de la calidad del servicio y la atención de nueva demanda. Esto incluye la compra de equipos para el control de pérdidas, la ampliación de subestaciones de media tensión, el desarrollo del Proyecto Telecontrol y el mejoramiento de infraestructura para la prestación del servicio en las zonas rurales de su área de concesión.

- La cifra récord de inversión en Edelnor, que durante 2014 ascendió a $85 mil millones, lo cual implicó un crecimiento de 33% en relación a 2013.

Pero la calidad de suministro es solo la línea base. Enersis y el Grupo Enel aspiran a liderar el cambio en el modelo energético. El futuro que viene es uno en el que el cliente toma un rol más activo. Un cliente que pasará de ser un mero consumidor a un gestor y, por qué no, un productor de energía, a través de la implantación de nuevas tecnologías en la red y de iniciativas como la generación distribuida.

Esta es la filosofía que se encuentra detrás del proyecto Smartcity Santiago comentado anteriormente. Me gustaría señalar, en este sentido, que los prototipos de ciudades inteligentes corresponden solo a un grupo exclusivo a nivel mundial, los cuales se despliegan como una propuesta integral para asegurar el desarrollo energético sostenible de las urbes del futuro. Estas metrópolis del futuro a escala ya son palpables en otros proyectos implementados por el Grupo Enel, en ciudades como Génova y Bari en Italia; Barcelona y Málaga en España; y Búzios en Brasil.

Contribuyendo al Desarrollo en un Momento Crucial

Hoy el país es más consciente de los obstáculos que impiden el pleno desarrollo del sector y se ha trazado un rumbo claro en la materia. No podía ser de otra forma, ya que sin energía adicional no hay crecimiento económico, no hay más empleo y no mejora el bienestar de los ciudadanos. El gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet dio a conocer su agenda energética, con diversas medidas de corto y mediano plazo para el sector, y está llevando adelante un proceso de participación amplio -que convoca a la sociedad civil y a todos los stakeholders relacionados- y de colaboración entre la autoridad y las empresas para definir las iniciativas que el país debe llevar a cabo durante las próximas décadas, y así contar con un abastecimiento seguro, suficiente y competitivo. Enersis, en colaboración con nuestra matriz Enel, ha sido y es parte de estos procesos. Como empresa, hemos estado presentes en las diversas mesas de trabajo y hemos contribuido con nuestras opiniones, con nuestro conocimiento, con nuestra experiencia. Hemos sido y seguimos siendo protagonistas en el desarrollo energético del país ocupando un sitial construido con visión de futuro, dedicación y rigor, a lo largo de varias generaciones.

Esta manera de abordar colaborativa y participativamente el desarrollo energético también se expresa a nivel local. Un ejemplo de ello es el acuerdo alcanzado por nuestra filial Endesa Chile con las autoridades y diferentes entidades de la localidad de Coronel, entre ellas los sindicatos de pescadores y algueras, la Municipalidad y el Gobierno Regional del Biobío. Su propósito ha sido consensuar una visión de desarrollo común para la localidad y mejorar el bienestar de las personas. Creo firmemente que este inédito acuerdo, que se proyectará durante los próximos 30 años, contribuirá a mejorar sustancialmente la calidad de vida de los habitantes de Coronel y es un fiel reflejo de la nueva visión de diálogo, buena voluntad y valor compartido con las comunidades vecinas que estamos impulsando como Grupo en todos nuestros proyectos y operaciones.

Sumado a lo anterior, el 16 de marzo de 2015, la Comisión de Evaluación Ambiental del Biobío aprobó el proyecto de optimización de Bocamina II, cumpliendo una etapa más dentro del proceso de evaluación de la iniciativa. Este importante hito permitirá que los nuevos estándares de Bocamina la instalen como una de las mejores centrales de su tipo en Chile, con todas las mejoras técnicas y ambientales exigidas y con beneficios directos y transparentes a favor de la comunidad.

Ratificando lo anteriormente dicho, el pasado 6 de abril de 2015 se publicó en el expediente electrónico del proceso de evaluación ambiental del proyecto de optimización de Bocamina II su respectiva Resolución de Calificación Ambiental (RCA), encontrándose vigente desde esa fecha. Esto confirma todo el trabajo desarrollado por nuestra filial de generación para elevar los estándares técnicos, ambientales y de nuevo relacionamiento que se vienen implementando en cada uno de los proyectos. Por lo mismo, este importante hito de la compañía, grafica de manera tangible la nueva forma de hacer las cosas que quiere llevar adelante el Grupo en el desarrollo de cada una de sus iniciativas.

Estimados accionistas, esta vocación de acompañar el crecimiento y el desarrollo de los países, sociedades y comunidades que nos acogen requiere materializarse día a día. Y ello nos obliga a crecer de manera responsable con nuestros entornos, en sintonía con las necesidades de cada una de las naciones en las que operamos y junto con ello, ser una fuente de valor para nuestros accionistas y trabajadores. Este es el camino que nos hemos trazado en la compañía, camino que hoy estamos fortaleciendo para construir una nueva Enersis, la Enersis del Siglo XXI.

Jorge Rosenblut
Presidente

Hitos 2014

ENERO

Enersis entre "Las Mejores Empresas para Madres y Padres que Trabajan"

El ranking que realizan anualmente la Fundación Chile Unido y Revista Ya, de El Mercurio, reconoció al Grupo Enersis por contar con políticas de conciliación laboral y familiar y, a la vez, promover la adopción de estas prácticas entre sus trabajadores.

Enersis lanza OPA por distribuidora brasileña Coelce

La OPA, de carácter voluntaria, buscó adquirir los títulos de todas las series de acciones emitidas por Coelce, a un precio por acción de R$49, representando un premio de 20,1% respecto al precio de las acciones tipo A. Esta operación se enmarcó dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital.

Codensa y Emgesa reciben reconocimiento de innovación

Las empresas recibieron el premio Accenture en la categoría de Recursos Energéticos, como reconocimiento a su liderazgo en materia de innovación. El premio fue otorgado por la creación y el desarrollo de un polo a tierra para proteger los transformadores de energía de las descargas atmosféricas y disminuir las fallas en el servicio que se ocasionan por este fenómeno.

Enersis es premiada con el "Deal of the Year" por la operación de aumento de capital

La compañía se hizo acreedora del premio "Deal of the Year" en la categoría "Equity Follow-on" tras el exitoso aumento de capital concluido en marzo de 2013, galardón que le entregó la prestigiosa revista financiera LatinFinance. De este modo, Enersis formó parte del selecto grupo de solo tres instituciones chilenas en ser reconocidas dentro de un total de 24 categorías.

FEBRERO

Enersis incrementa a 74% su participación directa e indirecta en Coelce

La OPA voluntaria, que se extendió por 33 días desde el 16 de enero, buscó adquirir los títulos en todas las series de acciones emitidas por Coelce, a un precio por acción de R$49, lo que representó un premio de 20,1%. La adquisición del 15,13% adicional del capital de Coelce significó el desembolso de US$242 millones.

Plan de Transformación de Edesur

A partir de 2014 se lanzó en Argentina un ambicioso Plan de Transformación con el objetivo de mejorar la calidad de servicio, la atención al cliente, lograr un cambio en la cultura organizacional, la comunicación y la relación con los stakeholders.

MARZO

Copa Codensa

Las fundaciones Endesa en Colombia y la del Real Madrid, a través de su representante en Colombia (Fundación Revel) pusieron en marcha la primera versión Copa Codensa, campeonato de fútbol con niños y niñas entre 13 y 15 años.

Coelce es la mejor distribuidora en calidad de servicio de Brasil

La Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) publicó el ranking de las concesionarias de energía eléctrica del país con base en la calidad del servicio prestado durante el año 2013. Este ranking evaluó todas las concesionarias entre el período de enero a diciembre de 2013 en dos categorías, de acuerdo con el tamaño de la empresa.

Endesa Chile adquirió control de Gas Atacama

La compañía tomó el control del Gas Atacama, luego que incrementara su participación al adquirir el 50% de Inversiones Gas Atacama Holding Limitada (IGHL) a Southern Cross (SC), sumando 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.

ABRIL

Latin Lawyer distingue a Enersis por aumento de capital
La prestigiosa publicación londinense Latin Lawyer, en su tradicional "Deal of the Year Awards", premió a Enersis por haber ejecutado la operación financiera más importante en Finanzas Corporativas en América Latina durante 2013.

Enersis suscribe contrato de compraventa con Inkia por US$413 millones para aumentar su participación en Edegel
Con fecha 30 de abril, y según lo resuelto por el Directorio de Enersis, la compañía suscribió un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú S.A., equivalentes al 39,01% de la propiedad, por un valor de US$413 millones.

Endesa Chile coloca bono internacional por US$400 millones
Endesa Chile 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.

Endesa Chile anuncia inversión de más de US$660 millones para construcción de Los Cóndores
La firma 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.

MAYO

Enersis concluye periodo adicional de la OPA voluntaria de Coelce
El 16 de mayo concluyó el periodo adicional de 90 días para la compra de Acciones Ordinarias remanentes de la Oferta Pública voluntaria para Adquisición de Acciones (OPA) que lanzó Enersis sobre las acciones emitidas por su filial brasileña Companhia Energética do Ceará (Coelce).

Exitosa emisión de bonos Emgesa
Emgesa colocó bonos en el mercado de capitales colombiano por un monto de 590.000 millones de pesos colombianos, equivalente a US$310 millones, a plazos de 6, 10 y 16 años, enmarcada dentro de su programa de emisión y colocación aprobado por la Superintendencia Financiera de Colombia, calificado AAA por Fitch Ratings Colombia.

Coelce alcanza el 1er lugar en Responsabilidad Social en el Premio Abradee
Coelce es la mejor distribuidora de energía en Responsabilidad Social y la tercera mejor distribuidora de Brasil. La empresa también obtuvo el quinto lugar en la evaluación de los clientes.

JULIO

Enersis inauguró "Smartcity Santiago", la primera ciudad inteligente de Chile
Con la presencia del ministro de Energía, Máximo Pacheco y del consejero delegado de Enel, Francesco Starace, el Grupo Enersis, a través de su filial Chilectra, inauguró en Ciudad Empresarial, "Smartcity Santiago", la primera ciudad inteligente de Chile.

AGOSTO

Por quinto año consecutivo Chilectra entre las empresas más sustentables
Esta décima versión del ranking elaborado por Fundación PROhumana en conjunto con Revista Qué Pasa distinguió a las empresas más sustentables del país.

Fitch ratings ratificó calificación nacional AAA para la deuda corporativa de Codensa
La firma calificadora de riesgo ratificó la calificación nacional de largo plazo de la deuda corporativa de Condesa en AAA, manteniendo la perspectiva estable.

SEPTIEMBRE

Enersis concluye exitosamente compra del 21,1% de la generadora peruana Edegel
Cumplidas las condiciones suspensivas del contrato de compraventa suscrito el 30 de abril para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited poseía indirectamente en Generandes Perú S.A., equivalentes al 39,01% de la propiedad, el 3 de septiembre se transfirieron la totalidad de dichas acciones a Enersis.

Acuerdo de Edesur con Renault Argentina por movilidad eléctrica
Edesur firmó Carta de Intención para la mutua colaboración del desarrollo de la Movilidad Eléctrica con Renault Argentina, el primer acuerdo de estas características que se firma en el país, y a través del mismo se llevó a cabo la primera carga para VE en Argentina.

OCTUBRE

Enersis y Endesa Chile entre las seis mejores empresas en ranking de transparencia
Dando cuenta del buen y sostenido trabajo realizado en cuanto a transparencia, Enersis y Endesa Chile se ubicaron entre las seis mejores compañías en el Ranking de Transparencia Corporativa de empresas abiertas. Las compañías que componen este selecto grupo, obtuvieron el reconocimiento por sus buenas prácticas en la quinta versión del Reporte de Transparencia Corporativa, elaborado por la consultora Inteligencia de Negocios (IdN) en conjunto con la Universidad del Desarrollo, KPMG y ChileTransparente.

Enersis lanza operación para capitalizar generadora argentina Central Dock Sud
Con fecha 2 de octubre, Enersis oficializó el lanzamiento de una operación que tuvo como fin recomponer la situación financiera de la central energética argentina Central Dock Sud mediante la compra de la deuda y posterior capitalización de la misma.

Valter Moro asume como 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.

Top Ten de sustentabilidad de la revista Capital
Dando cuenta de los avances del Grupo Enersis en esta materia, dos de sus empresas, Chilectra (3°) y Endesa Chile (8°), fueron reconocidas entre las Top Ten del Índice de Sustentabilidad Corporativa (ISC) 2014, publicado por revista Capital y que hace referencias a empresas que han avanzado más significativamente en su gestión de sustentabilidad en los últimos años.

Chilectra es reconocida con el 38° lugar en el ranking 2014 de Great Place to Work Chile
Great Place to Work y El Mercurio premiaron, por segundo año consecutivo, a las 50 Mejores Empresas para Trabajar en Chile 2014, instancia en la que Chilectra fue reconocida entre las mejores del ranking. En esta versión, fueron más de 200 las compañías que se sometieron a una evaluación de su clima laboral.

Pablo Yrarrázaval deja presidencia de Enersis tras 15 años en el Grupo
Pablo Yrarrázaval se desempeñó como presidente de Endesa Chile desde 1999 a 2002. Y desde 2002 a 2014 como presidente de Enersis, completando 15 años en el Grupo. Al momento de asumir como presidente de Enersis la compañía tenía un valor bursátil cercano a los US$600 millones y al cierre del mercado del día 28 de octubre, la compañía alcanzó un valor de US$15.149 millones.

Andreas Gebhardt asume gerencia general de Chilectra
En la sesión de Directorio de Chilectra celebrada el 27 de octubre se aceptó la renuncia de Cristián Fierro al cargo de gerente general de la compañía, acordando designar en su reemplazo a Andreas Gebhardt.

Endesa Chile potencia el desarrollo social de Coronel con la firma de un importante acuerdo de valor compartido
Endesa Chile y representantes de diferentes entidades asociadas a la zona en la que está instalada Bocamina II, entre ellas, los sindicatos de pescadores y algueras, la Municipalidad de Coronel y el Gobierno Regional, firmaron un inédito 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.

NOVIEMBRE

Jorge Rosenblut asume como nuevo presidente de Enersis
El Directorio de Enersis, aprobó el 4 de noviembre la designación de Jorge Rosenblut como nuevo Presidente de Enersis. Jorge Rosenblut llega a la presidencia de la compañía luego de una larga trayectoria en el grupo, la cual se inició en el año 2000, cuando fue designado Presidente de Chilectra, cargo que ocupó durante 10 años, antes de asumir la presidencia de Endesa Chile, donde permaneció cinco años más. Con este nombramiento, el Directorio pretende impulsar la nueva etapa para Enersis y sus filiales.

Directorio de Enersis aprueba fusión de filiales Inmobiliaria Manso de Velasco e ICT
El Directorio de Enersis, en su sesión celebrada el 25 de noviembre, aprobó una fusión por absorción de sus filiales Inmobiliaria Manso de Velasco Limitada e ICT Servicios Informáticos Limitada. La operación, considerando que Enersis controla, filializa y consolida ambas compañías, no modifica los valores de los activos y pasivos de la sociedad absorbente (ICT) en los Estados Financieros Consolidados de Enersis.

Daniel Fernández asume como nuevo country manager Chile y subgerente general de Enersis
En sesión extraordinaria de Directorio celebrada el 12 de noviembre, Enersis designó como nuevo subgerente general de la compañía a Daniel Fernández Koprich. En esa misma reunión extraordinaria, son designados directores, por cooptación, Carolina Schmidt Zaldívar, en reemplazo de Leonidas Vial Echeverría, y Alberto de Paoli, en reemplazo de Luigi Ferraris. El Sr. Vial había entregado su renuncia el día 30 de octubre de 2014, y el Sr. Ferraris procedió a renunciar en la misma sesión extraordinaria.

Accionistas de Enersis aprueban operación para capitalizar generadora argentina Central Dock Sud
Con una amplia mayoría, la que alcanzó al 86,15% de las acciones emitidas con derecho a voto, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis aprobó la operación que tiene como fin recomponer la situación financiera de la generadora argentina Central Dock Sud (CDS) mediante la compra por parte de Enersis de la deuda que posee CDS con Endesa Latinoamérica (actualmente Enel Latinoamérica), operación que ascendió a US$29 millones.

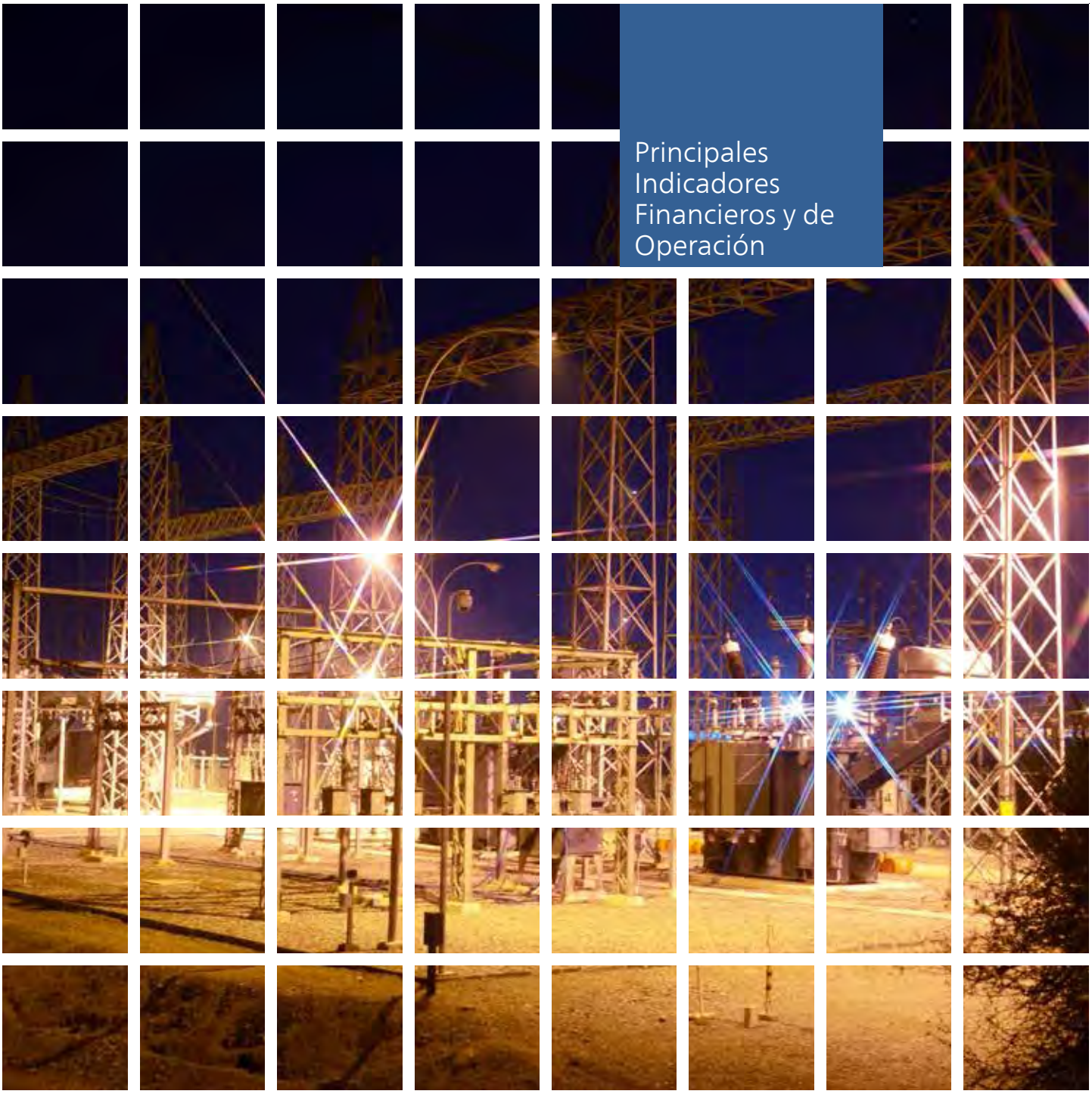
Nuevas Subestaciones Mirador y Huandoy
Durante 2014 Edelnor puso en servicio la Subestación Mirador 220/60 kV, ubicada en el distrito de San Antonio de Chaclla y la Subestación Huandoy 60/20/10 kV, ubicada en el distrito de San Martín de Porres, las que permitirán atender de manera oportuna el crecimiento de la demanda y disminuir los niveles de carga de otras subestaciones aledañas.

Refinanciación de deuda de Costanera con Mitsubishi Corporation
Costanera llegó a un acuerdo con Mitsubishi Corporation al renegociar con éxito la deuda que mantenía la empresa con su principal proveedor por la construcción del ciclo combinado.

DICIEMBRE

Enersis concreta venta del 55% del proyecto inmobiliario ENEA
La filial de Enersis, Inmobiliaria Manso de Velasco Limitada, suscribió un contrato de compraventa de acciones con la sociedad denominada Rentas Inmobiliaria GN S.A., para la venta de la totalidad de las participaciones sociales que dicha filial tiene directa e indirectamente en las compañías Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A., que conforman el proyecto inmobiliario ENEA.

Luca D'Agnese asume como nuevo Gerente General de Enersis
El Directorio nombró a Luca D'Agnese como nuevo Gerente General de Enersis el 29 de enero de 2015, en sustitución de Luigi Ferraris, luego de que presentara su renuncia al cargo el 20 de enero de 2015. Luca D'Agnese se desempeñaba desde julio de 2014 como director para Europa del Este del Grupo Enel, siendo además, presidente de Slovenské Elektrárne, rol que asumió en mayo de 2014. Antes se desempeñó durante tres años como country manager del Grupo en Rumania.



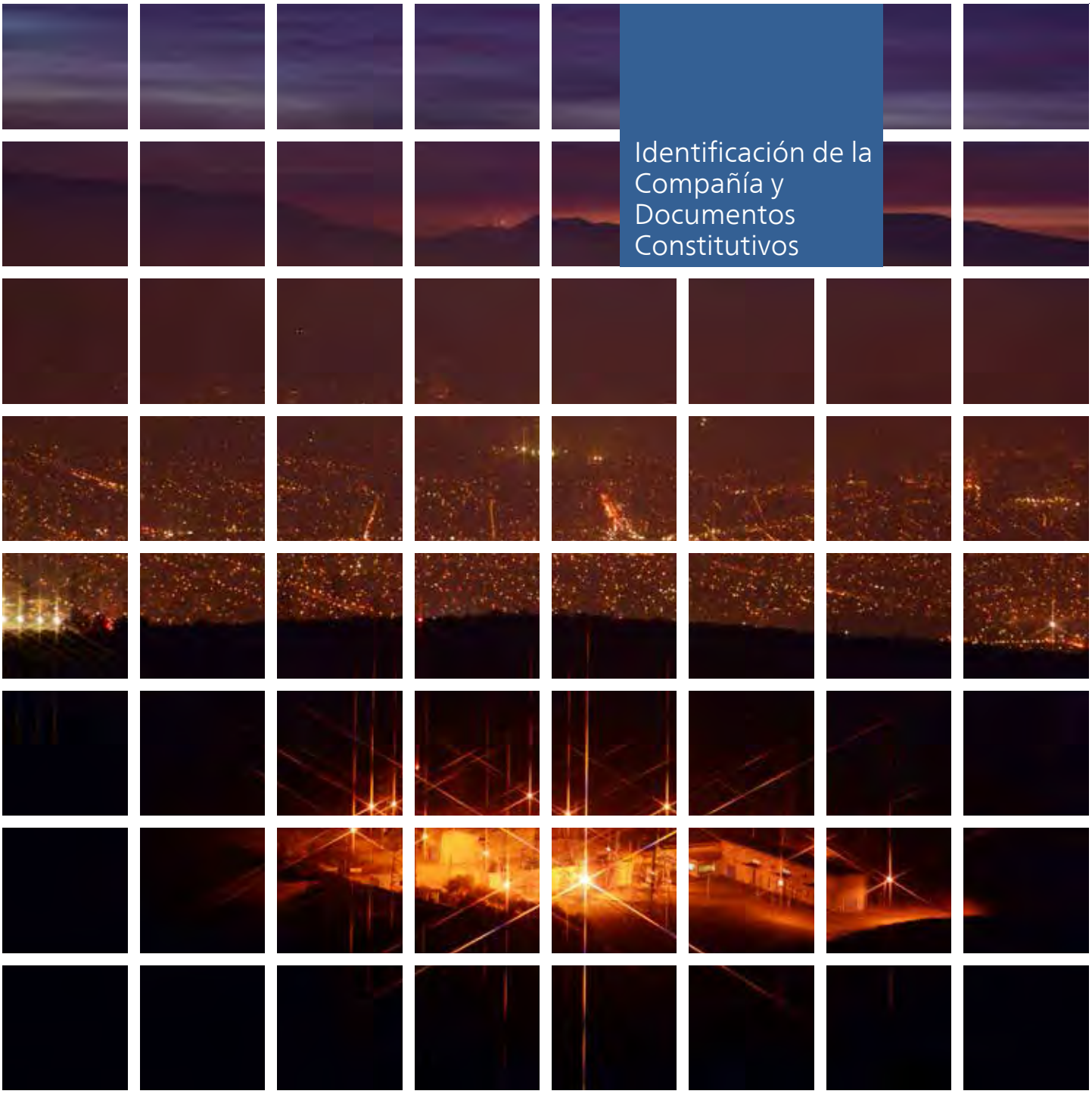
Principales Indicadores Financieros y de Operación

	Al 31 de diciembre de cada año (cifra en millones de pesos nominales)(1)					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Activo total	**13.210.140**	**13.005.845**	**13.733.871**	**13.317.834**	**15.177.664**	**15.921.322**
Pasivo exigible total	**6.833.137**	**6.491.817**	**6.837.717**	**6.354.065**	**6.670.199**	**7.642.104**
Ingresos de explotación	6.472.056	6.563.581	6.534.880	6.577.667	6.264.446	7.253.876
Ebitda	**2.467.101**	**2.261.691**	**2.127.368**	**1.982.924**	**2.251.489**	**2.300.020**
Resultado neto(2)	660.231	486.227	375.471	377.351	658.514	610.158
Índice de liquidez	1,17	0,97	1,03	0,99	1,31	1,23
Coeficiente de endeudamiento(3)	1,07	1	0,99	0,91	0,78	0,92

	Al 31 de diciembre de cada año					
Negocio de generación	2009	2010	2011 (4)	2012 (4)	2013	2014
ARGENTINA						
Número de trabajadores	332	426	473	501	628	645
Número de unidades generadoras	20	20	20	20	25	25
Capacidad instalada (MW)	3.652	3.652	3.652	3.652	4.522	4.522
Energía eléctrica generada (GWh)	11.955	10.940	10.713	11.207	14.422	14.390
Ventas de energía (GWh)	12.405	11.378	11.381	11.852	16.549	15.276
BRASIL						
Número de trabajadores	200	193	202	202	205	213
Número de unidades generadoras	13	13	13	13	13	13
Capacidad instalada (MW)	987	987	987	987	987	987
Energía eléctrica generada (GWh)	3.319	5.095	4.129	5.183	4.992	5.225
Ventas de energía (GWh)	6.869	6.790	6.828	7.291	6.826	7.108
CHILE						
Número de trabajadores	1.172	607	1.081	1.141	1141	1.261
Número de unidades generadoras	110	107	104	105	105	111
Capacidad instalada (MW)	5.650	5.611	5.221	5.571	5.571	6.351
Energía eléctrica generada (GWh)	22.239	20.914	19.296	19.194	19.432	18.063
Ventas de energía (GWh)	22.327	21.847	20.315	20.878	20.406	21.157
COLOMBIA						
Número de trabajadores	415	444	498	517	563	589
Número de unidades generadoras	29	30	30	30	29	32
Capacidad instalada (MW)	2.895	2.914	2.914	2.914	2.925	3.059
Energía eléctrica generada (GWh)	12.674	11.283	12.051	13.251	12.748	13.559
Ventas de energía (GWh)	16.806	14.817	15.112	16.304	16.090	15.773
PERÚ						
Número de trabajadores	224	244	247	263	316	324
Número de unidades generadoras	25	25	25	25	27	27
Capacidad instalada (MW)	1.667	1.668	1.668	1.657	1.842	1.949
Energía eléctrica generada (GWh)	8.163	8.466	8.980	8.570	8.489	9.062
Ventas de energía (GWh)	8.321	8.598	9.450	9.587	9.497	9.916
TOTAL						
Número de trabajadores	2.343	1.914	2.501	2.624	2.853	3.032
Número de unidades generadoras	197	195	192	193	199	208
Capacidad instalada (MW)	14.851	14.832	14.442	14.781	15.847	16.868
Energía eléctrica generada (GWh)	58.350	56.698	55.169	57.405	60.083	60.299
Ventas de energía (GWh)	66.728	63.430	63.086	65.913	69.368	69.230

Negocio de distribución	Al 31 de diciembre de cada año					
	2009	2010	2011	2012	2013	2014
ARGENTINA						
Ventas de energía (GWh)	16.026	16.759	17.233	17.338	18.137	18.025
Número de clientes	2.305.060	2.352.720	2.388.605	2.388.675	2.444.013	2.464.117
Pérdidas de energía	5,90%	6,10%	10,50%	10,6%	10,80%	10,75%
Número de trabajadores	2.628	2.627	2.849	2.948	3.320	3.823
Clientes / trabajadores	877	896	838	810	736	645
BRASIL						
Ventas de energía (GWh)	17.253	18.777	19.193	20.694	21.767	22.878
Número de clientes	5.487.066	5.665.195	5.867.888	6.050.522	6.301.582	6.500.500
Pérdidas de energía	16,80%	16,80%	16,20%	16,30%	16,10%	16,42%
Número de trabajadores	2.533	2.484	2.496	2.382	2.370	2.415
Clientes / trabajadores	2.166	2.281	2.351	2.540	2.659	2.732
CHILE						
Ventas de energía (GWh)	12.585	13.098	13.697	14.445	15.152	15.702
Número de clientes	1.579.069	1.609.652	1.637.977	1.658.637	1.693.947	1.737.322
Pérdidas de energía	6,10%	5,80%	5,50%	5,40%	5,30%	5,32%
Número de trabajadores	731	719	712	734	745	690
Clientes / trabajadores	2.160	2.239	2.301	2.260	2.274	2.518
COLOMBIA						
Ventas de energía (GWh)	12.114	12.515	12.857	13.364	13.342	13.667
Número de clientes	2.473.747	2.546.559	2.616.909	2.712.987	2.686.919	2.772.376
Pérdidas de energía	8,40%	8,50%	8,10%	7,50%	7,00%	7,19%
Número de trabajadores	1.017	1.083	1.101	1.127	1.036	1.043
Clientes / trabajadores	2.432	2.351	2.377	2.407	2.594	2.658
PERÚ						
Ventas de energía (GWh)	5.716	6.126	6.572	6.863	7.045	7.359
Número de clientes	1.060.508	1.097.533	1.144.034	1.203.061	1.254.624	1.293.503
Pérdidas de energía	8,10%	8,30%	8,20%	8,20%	7,90%	7,95%
Número de trabajadores	595	553	550	607	616	619
Clientes / trabajadores	1.782	1.985	2.080	1.982	2.037	2.090
Total						
Ventas de energía (GWh)	63.694	67.275	69.552	72.704	75.443	77.631
Número de clientes	12.905.450	13.271.659	13.655.413	14.013.882	14.381.085	14.767.818
Pérdidas de energía	9,06%	9,10%	9,70%	9,35%	9,42%	9,53%
Número de trabajadores	7.504	7.466	7.708	7.798	8.087	8.590
Clientes / trabajadores	1.883	1.950	1.989	2.000	2.060	2.129

(1) Cifras contables de acuerdo a instrucciónes y normas emitidas por la SVS.
(2) Corresponde al Resultado Neto atribuible a la sociedad dominante.
(3) Pasivo total/Patrimonio más Interés Minoritario.
(4) Hasta el 31 de diciembre de 2012, las empresas de control conjunto fueron consolidadas usando el método de consolidación proporcional. A partir del 1 de enero de 2013 se empezó a contabilizar estas empresas de control conjunto usando el método de patrimonio, como lo requiere la norma IFRS 11, "Acuerdos Conjuntos". Este cambio afecta la contabilización de Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A., Inversiones GasAtacama Holding Ltda., y sus filiales, Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. y sus filiales, y Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2012 y 2011, fueron reformulados para mostrar de manera retrospectiva el efecto de la aplicación de la norma IFRS 11. Estos cambios no tienen efectos sobre el patrimonio o la utilidad neta, en ambos casos, atribuible a los accionistas de Enersis. Los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2010 y para los años anteriores terminados en esa fecha, son presentados en la forma en que fueron originalmente preparados, de acuerdo con IFRS, según las normas de IASB, y no reflejan la aplicación de la norma IFRS 11.



Identificación de la Compañía y Documentos Constitutivos

Identificación de la Compañía

Nombre o razón social	Enersis S.A.
Domicilio	Santiago de Chile, pudiendo establecer agencias o sucursales en otros puntos del país o en el extranjero
Tipo de sociedad	Sociedad Anónima Abierta
Rut	94.271.000-3
Dirección	Santa Rosa Nº 76, Santiago, Chile
Código postal	833-009 SANTIAGO
Teléfonos	(56-2) 2353 4400 - (56-2)2 378 4400
Casilla	1557, Santiago
Inscripción Registro de Valores	Nº 175
Auditores externos	Ernst & Young
Capital suscrito y pagado (M$)	5.669.280.725
Sitio web	www.enersis.cl
Correo electrónico	informaciones@enersis.cl
Teléfono Relación con Inversionistas	(56-2) 2353 4682
Nemotécnico en bolsas chilenas	ENERSIS
Nemotécnico en Bolsa de Nueva York	ENI
Nemotécnico en Bolsa de Madrid	XENI
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 sociedad que dio origen a Enersis S.A. se constituyó, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A., según consta en escritura pública del 19 de junio de 1981, otorgada en la notaría de Santiago de Patricio Zaldívar Mackenna y modificada por escritura pública el 13 de julio del mismo año, extendida en la misma notaría. Se autorizó su existencia y se aprobaron sus estatutos por resolución Nº409-S del 17 de julio de 1981, de la Superintendencia de Valores y Seguros. El extracto de la autorización de existencia y aprobación de los estatutos fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago a fojas 13.099, Nº7.269 correspondiente al año 1981, y se publicó en el Diario Oficial el 23 de julio de 1981. A la fecha, los estatutos sociales de Enersis han sido objeto de diversas modificaciones.

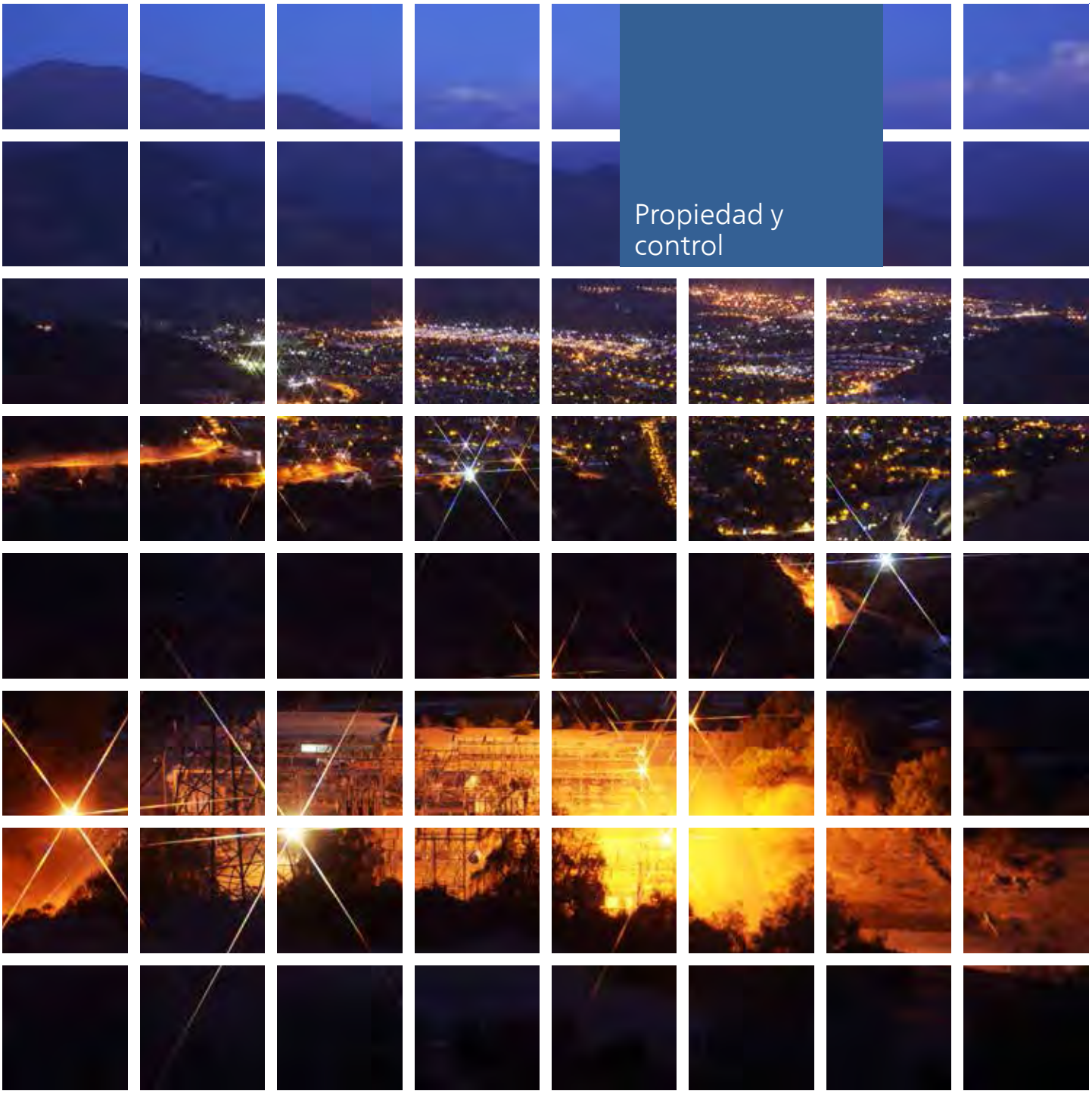
Con fecha 1 de agosto de 1988, la sociedad pasó a denominarse Enersis S.A. La última modificación es la que consta en escritura pública del 6 de enero de 2015, otorgada en la notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, cuyo extracto fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 3.443, N° 2.173 del Registro de Comercio del año 2015 y publicado en el Diario Oficial el 15 de enero de 2015.

Objeto Social

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

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

Además de su objeto principal y actuando siempre dentro de los límites que determine la Política de Inversiones y Financiamiento aprobada en Junta de Accionistas, la sociedad podrá invertir en: i) la adquisición, explotación, construcción, arrendamiento, administración, intermediación, comercialización y enajenación de toda clase de bienes muebles e inmuebles, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas; y ii) en toda clase de activos financieros, incluyendo acciones, bonos y debentures, efectos de comercio y, en general, toda clase de títulos o valores mobiliarios y aportes a sociedades, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas.



Propiedad y control

Estructura de Propiedad

El capital de la compañía se divide en 49.092.772.762 acciones, sin valor nominal, todas de una misma y única serie.

Al 31 de diciembre de 2014, se encontraban suscritas y pagadas el total de las acciones cuya propiedad se distribuía de la siguiente manera:

Accionistas	Número de acciones	Participación
Enel Latinoamérica S.A.(1)	19.794.583.473	40,32%
Enel Iberoamérica S.R.L.(2)	9.967.630.058	20,30%
Administradoras de Fondos de Pensiones	6.229.352.631	12,69%
ADR´s (Citibank N.A. según circular N°1.375 de la SVS)	5.132.288.300	10,45%
Fondos de Inversión Extranjeros	2.639.426.537	5,38%
Corredores de Bolsa, Cías. de Seguros y Fondos Mutuos	2.244.896.116	4,57%
Banco de Chile por cta. de terceros	2.137.510.595	4,35%
Otros Accionistas	947.085.052	1,94%
Total Acciones	**49.092.772.762**	**100,00%**

(1) Cambio de razón social de Endesa Latinoamérica S.A. a Enel Latinoamérica S.A., protocolización escritura de fecha 13/01/15, otorgada en la Notaría de Madrid de don Andrés Domínguez Nafría, la que fue legalizada en Chile el día 05/02/15 y protocolizada el 05/02/15, en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, con repertorio N°1.954-2015.

(2) Cambio de razón social de Enel Energy Europe S.R.L. a Enel Iberoamérica S.R.L., protocolización escritura de fecha 18/12/14, otorgada en la Notaría de Madrid de don Francisco Javier Gardeazábal, la que fue legalizada en Chile el día 28/01/15 y protocolizada el 02/02/15, en la Notaría de Santiago de don Iván Torrealba Acevedo, con repertorio N°1.771-2015.

Identificación de los Controladores

De acuerdo a lo definido en el Título XV de la Ley N°18.045, Enersis S.A. es controlada por Enel S.p.A., sociedad italiana, a través de la sociedad española Enel Iberoamérica, S.R.L, antes denominada Enel Energy Europe S.R.L., con un 20,3% de las acciones emitidas por Enersis, y a través de Endesa Latinoamérica S.A., hoy denominada Enel Latinoamérica, S.A. también española, con un 40,32% de las acciones emitidas por Enersis S.A.

Enel Sp.A controla el 100% de Enel Iberoamérica, S.R.L y ésta el 100% de Enel Latinoamérica S.A.

Accionistas de Enel S.p.A a Fecha 31 de Diciembre 2014

Ministero dell'Economia e delle Finanze de Italia	31,2%
Inversionistas institucionales	41,9%
Inversionistas Retail	26,9%
Total	**100,0%**

Los miembros del controlador no tienen acuerdo de actuación conjunta.

Nómina de los Doce Mayores Accionistas de la Compañía

Al 31 de diciembre de 2014, Enersis era propiedad de 6.998 accionistas. Los doce mayores accionistas eran:

Nombre o Razón Social	Rut	Numero de Acciones	Participación
Enel Latinoamérica S.A.	59.072.610-9	19.794.583.473	40,32%
Enel Iberoamérica S.R.L.	59.206.250-K	9.967.630.058	20,30%
Citibank N.A. Según Circular 1.375 S.V.S.	59.135.290-3	5.132.288.300	10,45%
Banco de Chile por Cuenta de terceros no residentes	97.004.000-5	2.137.510.595	4,35%
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	76.645.030-K	1.425.764.571	2,90%
Banco Santander por cuenta de inv extranjeros	97.036.000-K	1.062.573.078	2,16%
AFP Provida S.A. para fdo pensión C	98.000.400-7	1.019.706.040	2,08%
AFP Habitat S.A. para fdo pensión C	98.000.100-8	812.019.661	1,65%
AFP Capital S.A. fondo de pensión tipo C	98.000.000-1	683.695.348	1,39%
AFP Cuprum S.A. para fdo pensión C	98.001.000-7	584.505.902	1,19%
Bolsa De Comercio de Santiago Bolsa de Valores	90.249.000-0	365.148.945	0,74%
AFP Cuprum S.A. fondo Tipo A	98.001.000-7	364.649.515	0,74%
Subtotal 12 accionistas		43.350.075.486	88,30%
Otros 6.986 accionistas		5.742.697.276	11,70%
TOTAL 6.998 ACCIONISTAS		**49.092.772.762**	**100,00%**

Cambios de Mayor Importancia en la Propiedad

Durante el año 2014, los cambios de mayor importancia en la propiedad de Enersis fueron:

Nombre o Razón Social	Rut	Dv	N° de Acciones al 31/12/2014	N° de Acciones al 31/12/2013	Variación Número de Acciones
Enel Iberoamérica S.R.L.	59.206.250	K	9.967.630.058	0	9.967.630.058
Banco de Chile por cuenta de terceros no residentes	97.004.000	5	2.137.510.595	1.654.861.817	482.648.778
Bolsa de Comercio de Santiago Bolsa de Valores	90.249.000	0	365.148.945	84.130.412	281.018.533
Bolsa Electrónica de Chile Bolsa de Valores	96.551.730	8	87.225.059	317.045.355	-229.820.296
Banco Santander por cuenta de inv. extranjeros	97.036.000	K	1.062.573.078	840.379.612	222.193.466
Banco Itaú por cuenta de inversionistas	76.645.030	K	1.425.764.571	1.241.226.075	184.538.496
Citibank N.A. Según Circular 1.375 S.V.S.	59.135.290	3	5.132.288.300	5.260.330.500	-128.042.200
BTG Pactual Chile S.A. C. de B	84.177.300	4	204.370.075	288.008.500	-83.638.425
Cía. de Seguros de vida Consorcio Nacional De Seguros S.A.	99.012.000	5	37.008.694	106.412.042	-69.403.348
JP Morgan Securities Inc.	47.009.201	7	81.051.713	15.325.010	65.726.703
Penta C de B S.A.	99.555.580	8	77.199.096	142.428.937	-65.229.841
Euroamérica Seguros de Vida S.A.	99.279.000	8	2.528.986	62.773.896	-60.244.910
Bice Inversiones Corredores de Bolsa S.A.	79.532.990	0	67.438.516	114.753.457	-47.314.941

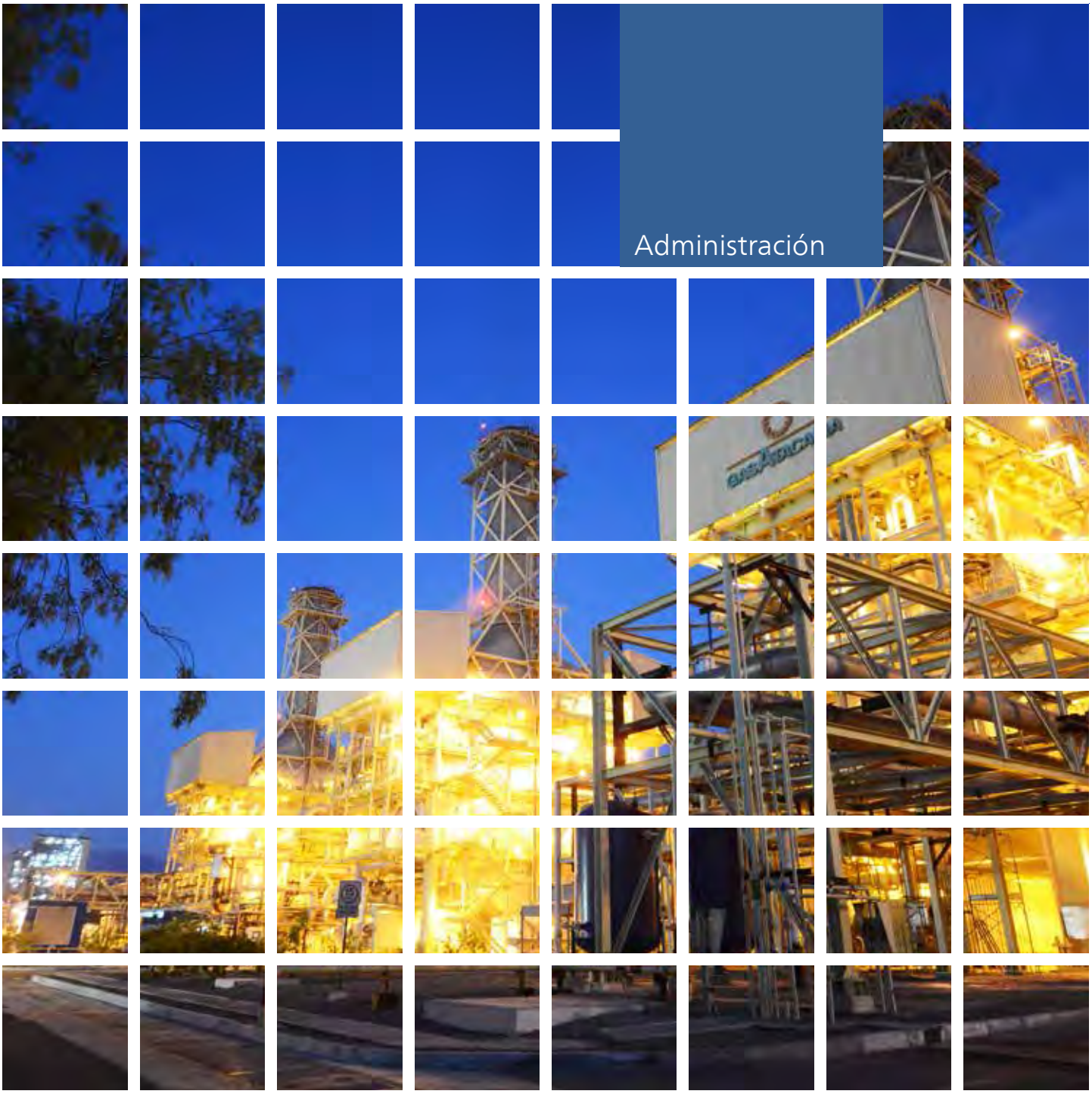
Transacciones Bursátiles Efectuadas por Personas Relacionadas

Accionista	RUT	Comprador/ Vendedor	Fecha de Transacción	Número de Acciones Transadas	Precio Unitario Transacción (Pesos)	Monto Total de la Transacción (Pesos)	Objeto de la Transacción	Relación con la Sociedad
Beatriz García Huidobro	6.981.877-3	Vendedor	15/01/2013	2.425	176.00	426.800	Inversión Financiera	Relacionado con Francisco Silva Bafalluy Gerente Enersis
Endesa S.A.	59.066.580-0	SVPE (*)	21/03/2013	9.967.630.058	173.00	1.724.400.000.034	Aporte en especies	Controlador
Pablo Yrarrázaval Valdés	5.710.967-k	SVPE	25/03/2013	274.075	173.00	47.414.975	Inversión Financiera	Presidente del Directorio
María Elena Yrarrázaval Valdés	5.710.932-7	SVPE	25/03/2013	274.075	173.00	47.414.975	Inversión Financiera	Relacionado con Presidente del Directorio
Santana S.A.	90.856.000-0	SVPE	26/03/2013	2.407.457	173.00	416.490.061	Inversión Financiera	Relacionado con Director Enersis L.Vial
Agrícola e Inversiones La Viña S.A.	88.462.100-3	SVPE	26/03/2013	1.249	173.00	216.077	Inversión Financiera	Relacionado con Director Enersis L.Vial
Inversiones Marpel Ltda	78.171.230-2	SVPE	26/03/2013	505.490	173.00	8.744.770	Inversión Financiera	Relacionado con Presidente del Directorio
Rentas ST Ltda	76.256.627-3	SVPE	26/03/2013	10.000.000	173.00	1.730.000.000	Inversión Financiera	Relacionado con Director Enersis L.Vial
Leonidas Vial Echeverría	5.719.922-9	SVPE	26/03/2013	1.187	173.00	205.351	Inversión Financiera	Director Enersis
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	30/05/2013	480.000	167.26	80.283.200	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	05/06/2013	890.000	167.91	149.441.400	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	17/06/2013	310.000	160.73	49.824.900	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	24/06/2013	27.000	148.00	3.996.000	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Vendedor	08/07/2013	1.312.179	157.00	206.012.103	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	08/07/2013	1.312.179	161.59	212.035.005	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Vendedor	03/01/2014	1.371.369	158.00	216.676.302	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-4	Comprador	03/01/2014	1.371.369	162.08	222.266.002	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-5	Vendedor	30/06/2014	1.197.000	186.50	223.240.800	Inversión Financiera	Asesor Tributario
Endesa S.A.	59.066.580-0	Vendedor	23/10/2014	9.967.630.058	208.66	2.079.906.470.758	Inversión Financiera	Controlador
Enel Energy Europe S.R.L.	59.206.250-K	Comprador	23/10/2014	9.967.630.058	208.66	2.079.906.470.758	Inversión Financiera	Controlador
Marcos Cruz Sanhueza	10.702.983-7	Vendedor	28/11/2014	510.000	201.26	102.645.000	Inversión Financiera	Asesor Tributario

(*) Suscripción Valores Primera Emisión (SVPE)

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

No se recibieron en Enersis comentarios ni proposiciones respecto de la marcha de los negocios sociales entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de 2014 por parte del Comité de Directores o accionistas que posean o representen el 10% o más de las acciones emitidas con derecho a voto, de conformidad a lo establecido en el Art. 74 de la Ley N°18.046 y 136 del Reglamento de Sociedades Anónimas.



Administración

Directorio

1. PRESIDENTE
Jorge Rosenblut
Ingeniero Civil Industrial
Universidad de Chile
MPA en Kennedy School
of Government de
la Universidad de Harvard
Rut: 6.243.657-3
A partir de 04.11.2014

2. VICEPRESIDENTE
Borja Prado Eulate
Presidente Endesa (España)
Estudios en Derecho
Universidad Autónoma de Madrid
Pasaporte: AAK091972
A partir de 16.04.2013

3. DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Abogado
Universidad de Chile
Master of Comparative Jurisprudence
Universidad de New York
Rut: 4.132.185-7
A partir de 16.04.2013

4. DIRECTOR
Alberto De Paoli
Licenciado en Economía
Universidad de Roma La Sapienza
Pasaporte: AU7618178
A partir de 04.11.2014

5. DIRECTOR
Andrea Brentan
Ingeniero Mecánico
Politécnico Di Milano
Máster en Ciencias Aplicadas
Universidad de Nueva York
Pasaporte: YA0688158
A partir de 16.04.2013

6. DIRECTORA
Carolina Schmidt Zaldívar
Ingeniera Comercial
Universidad Católica de Chile
Rut: 7.052.890-8
A partir de 04.11.2014

7. DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
Ingeniero Civil Industrial
Pontificia Universidad Católica de Chile
Rut: 6.429.250-1
A partir de 16.04.2013

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

Enersis es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un periodo de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos. El Directorio fue elegido en Junta Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2013. De conformidad con la Ley de Sociedades Anónimas, si se produjere la vacancia de un director deberá procederse a la renovación total del directorio en la próxima junta ordinaria de accionistas que deba celebrar la sociedad y en el intertanto, el directorio podrá nombrar un reemplazante. En el curso del ejercicio 2014, los Directores, señores Pablo Yrarrázaval Valdés, Leonidas Vial Echeverría y Luigi Ferraris renunciaron a sus cargos, siendo reemplazados por los señores Jorge Rosenblut, Carolina Schmidt Zaldívar y Alberto Di Paoli, respectivamente. En la próxima Junta Ordinaria de Accionistas de la Sociedad se deberá proceder a la renovación total del Directorio.

Remuneraciones del Directorio y del Comité de Directores

En conformidad a lo establecido en el Artículo 33 de la Ley N°18.046 de Sociedades Anónimas, la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el 16 de Abril de 2013, acordó la remuneración que corresponde al Directorio y Comité de Directores de Enersis para el ejercicio 2014.

La remuneración del directorio consiste en una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas provenientes del ejercicio. A modo de anticipo, se determinó pagar una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, imputable a la remuneración variable anual referida.

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

El total de los gastos por concepto de remuneraciones durante el año 2014 fue de $ 657.904.568 y se detalla en la siguiente tabla. El directorio no incurrió en gastos adicionales en asesorías externas.

2014

Montos en Ch$ Nombre	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Variable	TOTAL 2014
Rosenblut Jorge (2)	Presidente	9.274.634	16.139.685	-	-	-	25.414.319
Prado Eulate Borja	Vicepresidente	43.661.309	42.763.247	-	-	25.600.435	112.024.991
Schmidt Zaldívar Carolina (2)	Director	4.968.083	8.069.842	1.869.180	1.323.082	-	16.230.188
Somerville Senn Hernán	Director	29.107.539	33.279.443	10.951.351	7.779.963	33.644.061	114.762.358
Fernández Morandé Rafael	Director	29.107.539	31.670.974	10.951.351	7.779.963	33.644.061	113.153.889
De Paoli Alberto (2)(3)	Director	-	-	-	-	-	-
Brentan Andrea (3)(4)	Director	6.871.759	12.865.954	-	-	-	19.737.713
Yrarrázaval Valdés Pablo (1)	Presidente	48.278.913	50.419.200	-	-	48.189.053	146.887.167
Vial Echeverría Leonidas (1)	Director	24.139.457	23.618.980	9.082.172	5.154.136	33.644.061	95.638.805
Ferraris Luigi (1)(3)	Director	-	-	-	-	-	-
Miranda Rafael (1)	Director	-	-	-	-	7.027.570	7.027.570
Tironi Eugenio (1)	Director	-	-	-	-	7.027.570	7.027.570
Total general		**195.409.233**	**218.827.325**	**32.854.054**	**22.037.145**	**188.776.811**	**657.904.568**

(1) Los señores Rafael Miranda y Eugenio Tironi, desempeñaron sus cargos en el Directorio hasta el mes de abril del 2013, sin embargo percibieron pagos en el 2014 por concepto de diferencia entre la remuneración variable anual que les corresponde por utilidades líquidas del ejercicio 2013 vs, lo pagado como anticipo mensual para ese mismo año. Los señores Pablo Yrarrázaval y Leonidas Vial desempeñaron sus cargos en el Directorio hasta el 28 y 30 de octubre del 2014 respectivamente y el Sr. Luigi Ferraris hasta el 4 de noviembre 2014.
(2) Los señores Jorge Rosenblut, Carolina Schmidt y Alberto de Paoli, asumen sus cargos en el Directorio Enersis en el mes de noviembre del 2014.
(3) Los señores Luigi Ferraris, Andrea Brentan y Alberto de Paoli, renunciaron al pago de remuneración por sus posiciones actuales como directivos del Grupo Enel.
(4) El Sr. Brentan renuncia a su cargo como Consejero Delegado de Endesa, por lo que empieza a devengar remuneración como director desde el mes de octubre del 2014.

2013

Montos en Ch$ Nombre	Cargo	Retribución Fija	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias	Retribución Fija Comité	Sesiones Ordinarias y Extraordinarias Comité	Retribución Variable	TOTAL 2013
Pablo Yrarrázaval	Presidente	55.759.468	54.563.615		-	-	110.323.083
Borja Prado Eulate	Vicepresidente	29.700.991	22.822.191		-	-	52.523.182
Hernán Somerville	Director	27.879.734	25.758.205	10.489.405	5.786.397	-	69.913.741
Leonidas Vial	Director	27.879.734	22.718.701	10.489.405	5.369.050	-	66.456.890
Rafael Fernández	Director	27.879.734	27.281.808	10.489.405	6.201.925	-	71.852.871
Andrea Brentan(2)	Director	-	-		-	-	-
Luigi Ferraris(2)	Director		-		-	-	
Rafael Miranda(1)	Director	8.079.073	10.559.674		-	-	18.638.747
Eugenio Tironi(1)	Director	8.079.073	12.067.014		-	-	20.146.087
Total general		**185.257.807**	**175.771.207**	**31.468.215**	**17.357.372**	**-**	**409.854.602**

(1) Los señores Rafael Miranda y Eugenio Tironi, desempeñaron el cargo de Director en Enersis hasta el día 16 de abril del 2013.
(2) Los señores Andrea Brentan y Luigi Ferraris renunciaron al pago de compensación por sus posiciones como Directores de la compañía.

Gastos en Asesoría del Directorio

Durante el año 2014, el Directorio no realizó gastos en asesorías.

Propiedad sobre Enersis

Al 31 de diciembre de 2014, según el Registro de Accionistas, ninguno de los Directores vigentes presentaba propiedad sobre la compañía.

Comité de Directores

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

En sesión de 16 de abril de 2013 el Directorio de la sociedad designó como miembros del Comité de Directores de Enersis a Hernán Somerville Senn (independiente), a Rafael Fernández Morandé (independiente) y a Leonidas Vial Echeverría (independiente). Se trata de los mismos Directores que habían sido elegidos en sesión de Directorio de 23 de abril de 2010 y que conformaban el Comité de Directores al 1ero. de enero de 2013.

De la misma forma, el Comité de Directores, en sesión de fecha 29 de abril de 2013 designó presidente a Hernán Somerville Senn y secretario del mismo a Domingo Valdés Prieto. En la mencionada sesión, el Directorio designó a Hernán Somerville Senn como Experto Financiero.

Con fecha 30 de octubre de 2014 Leonidas Vial Echeverría renunció a su calidad de Director y miembro del Comité de Directores. Con fecha 4 de noviembre de 2014 el Directorio designó en su reemplazo a la señora Carolina Schmidt Zaldívar, quien asumió a partir de esta fecha como Directora Independiente y miembro del Comité de Directores.

Informe Anual de Gestión

El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, señaló que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 50° bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas (LSA), corresponde que el Comité de Directores de Enersis S.A. presente en la memoria anual y se dé cuenta a la Junta Ordinaria de Accionistas de la Compañía acerca de su informe anual de gestión, destacando las actividades desarrolladas por el Comité durante el ejercicio 2014, así como los gastos en que hubiera incurrido, incluidos los de sus asesores, durante dicho período. Para tales efectos, propuso al Comité la aprobación del siguiente texto:

Informe Anual de Gestión del Comité de Directores

Al primero de enero de 2014 integraban el Comité de Directores de Enersis don Hernán Somerville Senn (independiente), don Leonidas Vial Echeverría (independiente) y don Rafael Fernández Morandé (independiente), siendo su Presidente y Experto Financiero don Hernán Somerville Senn y Secretario del Comité de Directores don Domingo Valdés Prieto.

El Comité de Directores ha sesionado 18 veces durante el año 2014.

En su primera sesión, ordinaria, de fecha 28 de enero de 2014, el Comité de Directores procedió al examen de los Estados Financieros consolidados de Enersis S.A. al 31 de diciembre de 2013 y de los informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas. El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, manifestó que los resultados de la Compañía estaban prácticamente terminados, salvo tres aspectos relativos a las filiales de Brasil, que estarían próximamente resueltos.

Expusieron el Gerente General, don Ignacio Antoñanzas Alvear, el Gerente de Administración, don Ángel Chocarro García y el socio de Ernst & Young, Sr. Marek Borowski, acompañado del señor Rubén López, también socio de Ernst & Young. El director Sr. Rafael Fernández Morandé manifestó que, en tres ocasiones, se había solicitado por este Comité a los auditores externos la elaboración de una nota sobre provisiones y derivados por litigios, ante lo cual los mencionados socios de Ernst & Young señalaron al Comité de Directores que, respecto de provisiones por derivados y litigios, no habían identificado situaciones especiales y que ello era parte integrante de las revisiones que siempre se realizan con motivo de una auditoría externa. El Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinados los borradores de Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2013, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, disponibles a esta fecha. Asimismo, resolvió sesionar extraordinariamente una vez que estuviese disponible la información faltante y se pudiese examinar la documentación definitiva.

El Comité de Directores acordó, por unanimidad, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso de un borrador de Carta de Control Interno de Enersis S.A., preparada por los auditores externos de la Compañía, Ernst & Young y que en una próxima sesión extraordinaria se examinaría la carta de control interno definitiva.

El Presidente del Comité de Directores, Sr. Hernán Somerville Senn, explicó que, correspondía según lo resuelto por el Directorio de Enersis S.A., de conformidad a la Norma de Carácter General N°341 de la Superintendencia de Valores y Seguros, que los Auditores Externos expusiesen acerca de las siguientes materias, indicando que éstas también serían conocidas por el Directorio en la sesión que tendrá lugar con esta misma fecha y a continuación de la presente. Dichas materias son:

i. Eventuales diferencias detectadas en la auditoría externa respecto de prácticas contables, sistemas administrativos y auditoría interna.

ii. Eventuales deficiencias graves que se hubieren detectado y aquellas situaciones irregulares que, por su naturaleza, deban ser comunicadas a los organismos fiscalizadores competentes.

iii. Los resultados del programa anual de auditoría externa.

iv. Los posibles conflictos de interés que puedan existir en la relación con la empresa de auditoría externa o su personal, tanto por la prestación de otros servicios a la sociedad o a las empresas de su grupo empresarial, como por otras situaciones.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó tomar conocimiento de la exposición que efectuara el socio de Ernst & Young, Sr. Marek Borowski y declarar examinados los temas señalados, resolviendo que en una próxima sesión extraordinaria se examinarían nuevamente estas materias, una vez que se contara con los Estados Financieros definitivos.

Oída la explicación de los socios de Ernst & Young, Sres. Marek Borowski y Rubén López, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, dejar constancia que citaría a una próxima sesión extraordinaria para tomar conocimiento formal y expreso del informe sobre Correduría de Dinero y Giro Bancario a ser preparado por los Auditores Externos de Enersis S.A., Ernst & Young, una vez que los Estados Financieros estuviesen cerrados.

Oída la presentación de don Héctor Escobar Vargas, Coordinador de Auditorías Externas, sobre los servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa, y luego de un intercambio de preguntas y respuestas, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, declarar que la contratación del servicio a ser prestado por los auditores externos no compromete la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de la respectiva empresa de auditoría externa.

El Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinados los objetivos de los gerentes y ejecutivos principales de la Compañía en relación al ejercicio 2013.

En su segunda sesión, extraordinaria, de fecha 7 de febrero de 2014, el Comité de Directores procedió al examen de los Estados Financieros consolidados de Enersis S.A. al 31 de diciembre de 2013 y de los informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas. Intervinieron el Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, el Gerente General, don Ignacio Antoñanzas Alvear, el Gerente de Administración, don Ángel Chocarro García, quien complementó la exposición antes mencionada y el socio de Ernst & Young, Sr. Marek Borowski, quien acompañado del señor Rubén López, también socio de Ernst & Young, realizó una presentación sobre los Estados Financieros de la Compañía, al 31 de diciembre de 2013 y el respectivo Informe de los Auditores Externos. Adicionalmente, los mencionados socios de Ernst & Young señalaron al Comité de Directores que, respecto de provisiones por derivados y litigios, no habían identificado situaciones especiales y que ello es parte integrante de las revisiones que siempre se realizan con motivo de una auditoría externa. El Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de la Compañía al 31 de diciembre de 2013, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como los Informes de los Auditores Externos y de los Inspectores de Cuentas sobre el particular.

Oída la explicación del socio de Ernst & Young, señor Marek Borowski, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno de Enersis S.A., de fecha 24 de enero de 2014, preparada por los auditores externos de la Compañía, señores Ernst & Young.

Correspondía, según lo resuelto por el Directorio de Enersis S.A., de conformidad a la Norma de Carácter General N°341 de la Superintendencia de Valores y Seguros, que los Auditores Externos expusiesen acerca de las materias ya señaladas al exponer lo sucedido en la primera sesión, ordinaria, de fecha 28 de enero de 2014. El Sr. Marek Borowski, socio de Ernst & Young, que presentó los temas referidos, certificando que ninguno de los puntos antes indicados -numerales i) a iv)- mostraba alguna situación especial que ameritara ser observada y comunicada a este Comité de Directores. El Comité de Directores, por unanimidad, acordó tomar conocimiento de la exposición del Sr. Borowski y declarar examinados los temas señalados.

Oída la explicación del Presidente del Comité de Directores, este órgano acordó, por unanimidad, dejar constancia que había tomado conocimiento formal y expreso del informe sobre Correduría de Dinero y Giro Bancario preparado por los Auditores Externos de Enersis S.A., Ernst & Young, de fecha 7 de febrero de 2014.

En su tercera sesión, ordinaria, de fecha 28 de febrero de 2014, el Comité de Directores analizó las denuncias del Canal Ético, informando al respecto el Gerente de Auditoría Interna, Sr. Alain Rosolino. El Comité de Directores. por unanimidad, emitió su parecer sobre las denuncias presentadas, entregando directivas a seguir y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido que corresponderá al Presidente del Comité de Directores realizar una convocatoria a sesión extraordinaria de este órgano en el evento que la entidad de una denuncia así lo justifique, a juicio del señor Presidente del Comité.

El Comité de Directores acordó, por unanimidad, calificar de razonable del trabajo de los auditores externos de la Compañía, EY (Ernst & Young), realizado durante el ejercicio 2013.

El Comité de Directores acordó, por unanimidad, dar por aprobados los honorarios pagados por las empresas del Grupo Enersis durante el ejercicio 2013 a las distintas firmas de auditoría externa que éste emplea.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó proponer al Directorio para que éste, a su vez, sugiera a la Junta Ordinaria de Accionistas, las firmas Feller Rate Clasificadora de Riesgo Limitada y Fitch Chile Clasificadora de Riesgo Limitada, como clasificadores privados de riesgo nacional, y las firmas Fitch Ratings, Moody's Investors Services y Standard & Poor's International Ratings Services, como clasificadores privados de riesgo internacional, de Enersis S.A., para el ejercicio 2014.

El Comité de Directores procedió a examinar una operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, emitiendo el informe correspondiente y acordando, por unanimidad, lo siguiente:

a) Declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de

su filial Endesa Chile. Dicho préstamo intercompañía se efectuaría en pesos chilenos, por un monto equivalente en dicha moneda de hasta 350 MMUS$ y a un plazo de hasta doce meses. La tasa "all in" sería de 4,9% aprox. menos el pago de un "spread" de 0,2% p.a.

b) Declarar que esta operación constituye una operación entre partes relacionadas, que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado.

c) Declarar que esta operación queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que. no obstante lo anterior. este Comité resuelve analizarla voluntariamente por mayor transparencia.

d) Archivar copia de la presentación efectuada por el Gerente General bajo el N°8 correspondiente. como documento oficial.

En su cuarta sesión, ordinaria, de fecha 25 de marzo de 2014, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, aprobar la proposición del Presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2014, según la cual éste consistirá en la cantidad de 10.000 Unidades de Fomento para fines de gastos y funcionamiento del Comité de Directores y sus asesores. Asimismo, el Comité de Directores resolvió, por unanimidad, someter la mencionada proposición del presupuesto del Comité de Directores para el ejercicio 2014 a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A. Por último, el Comité de Directores acordó, de la misma forma, realizar una visita de inspección al Proyecto El Quimbo.

El Presidente del Comité de Directores, señor Hernán Somerville Senn, informó que Enersis S.A., en su condición de emisora de ADSs y bonos en el mercado estadounidense, próximamente debería presentar el Formulario 20-F, correspondiente a los estados financieros en IFRS de la Compañía, así como la demás información relacionada exigida por la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC). El director Rafael Fernández Morandé realizó diversas observaciones relacionadas con el texto del 20-F. Por Ernst & Young expusieron el socio Sr. Marek Borowski y el Gerente Sr. Emiliano Ramos. El Comité de Directores, por unanimidad, acordó aprobar el Formulario 20-F, así como las observaciones propuestas por el Director Rafael Fernández Morandé y autorizar la presentación del mismo ante la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América (SEC).

En cuanto a la proposición de auditores externos para el ejercicio 2014. el Comité de Directores estudió las propuestas recibidas en cuanto a sus antecedentes cualitativos y cuantitativos y acordó proponer al Directorio el siguiente orden de prelación para la designación de la firma de auditoría externa de Enersis S.A. para el año 2014: 1.- E&Y. 2.- KPMG y 3.- JM+A y 4° PKF, que sería propuesta a la Junta Ordinaria de Accionistas.

El Comité de Directores acordó, por unanimidad, autorizar la estimación de honorarios propuesta para el ejercicio 2014.

El Presidente del Comité de Directores indicó que la asesoría tributaria de Colombia había propuesto contratar a un empleado de la auditora externa E&Y, para el cargo de "profesional de impuestos", dependiendo de la Gerencia de Asesoría Fiscal Codensa. El Comité de Directores concluyó que la contratación propuesta no suponía transgresión ni de la Sarbanes Oxley Act ni de la legislación local y, por lo tanto, que no habría impedimento jurídico en la realización de la misma. Asimismo, el Comité de Directores concluyó que dicha contratación no menoscababa la independencia de la empresa de auditoría externa.

Respecto de servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, declarar que la contratación de los servicios que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

En su quinta sesión, ordinaria, que tuvo lugar el día 29 de abril de 2014, el Comité de Directores, respecto de servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa, y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que la contratación de los servicios que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

En su sexta sesión, extraordinaria, que tuvo lugar el día 2 de mayo de 2014, el Comité de Directores procedió a efectuar el examen de los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 31 de marzo de 2014 y de la carta de los Auditores Externos sobre operaciones con partes relacionadas. Expusieron el Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, el Gerente de Administración, Finanzas y Control de Enersis S.A., don Eduardo Escaffi Johnson y el Gerente de Administración, Sr. Ángel Chocarro. Destacaron que dichos Estados Financieros intermedios no fueron revisados por los auditores externos de la Compañía, de conformidad con la normativa vigente, con excepción de la nota sobre saldos y transacciones con partes relacionadas, la cual ha sido revisada

por Ernst & Young y sobre la cual dicha entidad ha emitido una opinión especial certificando que dicha nota presenta, en todos sus aspectos significativos, los saldos y transacciones con empresas relacionadas por el periodo terminado el 31 de Marzo de 2014. El Comité de Directores, unanimidad, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 31 de Marzo de 2014, sus Notas, Estados de Resultados y Hechos Relevantes, así como la opinión especial emitida por Ernst & Young respecto de la nota sobre saldos y transacciones con partes relacionadas.

En su séptima sesión ordinaria, de fecha 29 de mayo de 2014, el Comité de Directores, respecto de servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por la unanimidad de sus miembros asistentes, declarar que la contratación de los servicios que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

En su octava sesión, ordinaria, celebrada el 24 de junio de 2014, el Comité de Directores, respecto de servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa, y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que la contratación de los servicios que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

En su novena sesión, ordinaria, de fecha 24 de julio de 2014, el Comité de Directores examinó los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de junio de 2014 y el informe de los Auditores Externos. Expusieron el Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn y el Gerente de Administración, don Ángel Chocarro García. El Sr. Rubén López, socio de Ernst & Young explicó que se procedía a realizar una rotación del socio de Ernst & Young a cargo de Enersis S.A. y que, como consecuencia de ello, asumía don Emir Rahil en reemplazo de don Marek Borowski. Los señores Emir Rahil y Emiliano Ramos, ambos de Ernst & Young, se refirieron al Informe de los Auditores Externos relativo a la revisión limitada de tales Estados Financieros al 30 de junio de 2014, efectuando una presentación sobre el particular. Declararon, asimismo, que les fueron dadas todas las facilidades para revisar los Estados Financieros al 30 de Junio de 2014 y que no han tenido problema alguno para acceder a la información relativa a los litigios y sus provisiones. El Comité de Directores, por, unanimidad, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de junio de 2014, con las provisiones antes indicadas, sus Notas, Análisis Razonado, Estados de Resultados, Hechos Relevantes y la opinión de los Auditores Externos emitida "sin salvedad" con fecha 24 de julio de 2014 firmada por don Emir Rahil, socio de Ernst & Young, manifestando su conformidad con los mismos.

El Presidente del Comité de Directores, Sr. Hernán Somerville Senn, explicó que correspondía, según lo resuelto por el Directorio de Enersis S.A., de conformidad a la Norma de Carácter General N°341 de la Superintendencia de Valores y Seguros, que los auditores externos expusiesen acerca de las siguientes materias, indicando que las mismas también serían conocidas por el Directorio en la sesión que tendría lugar con esta misma fecha y a continuación de la presente. Se incluye también en este punto la aprobación del Plan de Auditoría Externa y Medios para Desarrollarlo:

i. Plan de Auditoría Externa y Medios para Desarrollarlo.

ii. Eventuales diferencias detectadas en la auditoría respecto de prácticas contables, sistemas administrativos y auditoría interna.

iii. Eventuales deficiencias graves que se hubieren detectado y aquellas situaciones irregulares que por su naturaleza deban ser comunicadas a los organismos fiscalizadores competentes.

iv. Posibles conflictos de interés que puedan existir en la relación con la empresa de auditoría externa o su personal, tanto por la prestación de otros servicios a la sociedad o a las empresas de su grupo empresarial. como por otras situaciones.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó dar por aprobado el plan de auditoría externa y por analizadas las restantes materias incluidas en la exposición del Sr. Rahil. Asimismo, el Comité de Directores recordó a E&Y que los entregables deben incluir un análisis de las provisiones de litigios y derivados, según lo ya solicitado en sesiones anteriores.

Luego de efectuada la presentación del Gerente de Administración de Enersis S.A., don Angel Chocarro García, respecto de la Autoevaluación y la Revisión de Auditoría Interna sobre el Control Interno de Enersis, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, declarar examinadas las mencionadas estructuras y procedimientos de Autoevaluación y Revisión de Auditoría Interna sobre el Control Interno de Enersis S.A.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó lo siguiente:

a) Declarar examinadas las operaciones consistentes en contratos de prestación de servicios entre Enel Distribuzione S.p.A. y las distribuidoras Ampla Energía y Servicios S.A.,

Chilectra S.A., Codensa S.A., Coelce S.A. y Edelnor S.A., en los términos expuestos por el Gerente General.

b) Declarar que estas operaciones se ajustan en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado.

c) Solicitar al Gerente General que estos contratos sean tratados en los directorios de dichas filiales.

En su décima sesión, extraordinaria, de fecha 30 de julio de 2014, el Comité de Directores, por unanimidad, declaró que la Operación consistente en la compraventa por Enersis S.A. a Enel Latinoamérica. S.A. de los créditos que esta última posee contra Central Dock Sud (CDS) y la posterior condonación de intereses y aportación de dichos créditos por Enersis S.A. al capital de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, al de CDS, a su valor facial y en igualdad de condiciones por todos los acreedores y accionistas de las sociedades argentinas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS. respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizada y las eventuales reducciones de capital en tales filiales argentinas (Operación Dock Sud), constituye una Operación con Partes Relacionadas. En consecuencia, tal Operación deberá ceñirse a los términos del Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas y, por lo tanto, deberá cumplir con todos los trámites y requisitos previstos en la legislación aplicable para dicho tipo de operaciones.

A tal efecto, la Operación requiere ser aprobada por una junta extraordinaria de Enersis habida consideración que seis de los siete directores que conforman su órgano de administración se han declarado involucrados. Dicha junta será convocada una vez que se cuente con los respectivos informes de los evaluadores independientes.

En concreto, el Comité de Directores declaró que había tomado conocimiento que, en la última sesión del Directorio, el Presidente del Directorio, don Pablo Yrarrázaval Valdés, el Vicepresidente del Directorio, don Borja Prado Eulate y los directores Sres. Andrea Brentan, Luigi Ferraris, Hernán Somerville Senn y Leonidas Vial Echeverría se habían declarado involucrados respecto de la Operación propuesta, toda vez que no habrían sido electos sin los votos del accionista Controlador; al igual que el Gerente General, Sr, Ignacio Antoñanzas Alvear, en razón de ostentar este último los cargos de Presidente del Consejo y Director General de Enel Latinoamérica, S.A. También se había tomado conocimiento que los señores Massimo Tambosco, Subgerente General de la Sociedad, Marcos Fadda, Gerente de Planificación y Control, y Alain Rosolino, Gerente de Auditoría Interna, se encuentran afectos a situaciones que pudieran ser consideradas conflictos de interés, porque dichos ejecutivos principales perciben un porcentaje de sus ingresos desde Enel Latinoamérica, S.A. o desde Enel S.p.A. En atención a lo expuesto y por solicitud del Director Rafael Fernández Morandé, el Comité de Directores, por unanimidad, resolvió analizar la situación de los ejecutivos principales antes señalados en su próxima sesión.

Por último, el Comité de Directores, por unanimidad, agradeció la disposición de la Administración para facilitar los antecedentes requeridos para evacuar el informe exigido por el artículo 50 bis de la Ley sobre Sociedades Anónimas y acordó designar a doña Victoria Salinas González como coordinadora de las tareas que surjan con motivo del plan de trabajo que determine el Comité de Directores, sin perjuicio de las contrataciones que el Comité de Directores resuelva efectuar al efecto.

A continuación, el Comité de Directores, por unanimidad, designó al banco IM Trust como Evaluador Independiente, para los efectos antes expuestos; de la misma forma, acordó archivar como documento oficial del Comité, bajo el N°21 la propuesta de la referida entidad. Por último, el Comité de Directores resolvió archivar copia de la presentación efectuada por el Gerente de Administración, Finanzas y Control, así como de la opinión legal emitida por Carey y Cía. bajo el N°22 del archivo de documentos oficiales.

En su undécima sesión, ordinaria, celebrada el día 29 de agosto de 2014, el Comité de Directores analizó las denuncias del Canal Ético, informando al respecto el Gerente de Auditoría Interna, Sr. Alain Rosolino. El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros asistentes, emitió su parecer sobre las denuncias presentadas, entregando directivas a seguir y confirmando lo ya resuelto por este órgano, en el sentido de que corresponderá al Presidente del Comité de Directores realizar una convocatoria a sesión extraordinaria de este órgano en el evento que la entidad de una denuncia así lo justifique, a juicio del señor Presidente del Comité.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros asistentes, declaró examinados los sistemas de remuneraciones y planes de compensación de los gerentes, ejecutivos principales y trabajadores de la Compañía. Asimismo, dicho órgano societario también declaró examinada la situación remuneracional en países de origen de ciertos ejecutivos principales de la Compañía.

El Comité de Directores, conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por unanimidad de sus miembros asistentes, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa. Asimismo, el Comité de Directores acordó que los servicios de revisión de provisiones de litigios y derivados tuviese lugar dos veces al año con motivo de la revisión limitada a junio y la de diciembre de cada año.

El Comité de Directores, examinó la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, emitiendo el informe correspondiente y acordando, por la unanimidad de sus miembros asistentes, lo siguiente:

a) Declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, por hasta 75.000 MMCLP (aprox. 131 MMUS$) a 6 meses prepagable, tanto a instancias de Enersis como de Endesa Chile, a una tasa equivalente a la más baja a la que podría optar Endesa Chile en el mercado financiero bancario (actualmente de 4,3% anual aprox.), en pesos chilenos a 6 meses.

b) Declarar que esta operación constituye una operación entre partes relacionadas, que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado.

c) Declarar que esta operación queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, este Comité resuelve analizarla.

d) Archivar copia de la presentación del Gerente General bajo el N°26, como documento oficial.

El Comité de Directores, por la unanimidad de sus miembros asistentes, tomó conocimiento de las novedades de la Operación DockSud y solicitó diversos informes a fin de resolver inquietudes que han emergido en el Comité. Asimismo aprobó un nuevo calendario estimado para la operación y examinó la presentación efectuada por representantes de IMTrust en su calidad de Evaluadores Independientes designados por el Comité de Directores de Enersis S.A., respecto de la metodología que está siendo utilizada para la preparación del informe correspondiente, así como un estado de avance de dicho informe de evaluación.

En su duodécima sesión, ordinaria, de fecha 30 de septiembre de 2014, el Comité de Directores, respecto de servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa, y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que la contratación de los servicios que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

Con respecto a la Operación Dock Sud, el Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que había recibido formalmente en esa sesión el informe definitivo elaborado por el evaluador independiente IM Trust, quién ha declarado a través de sus representantes respecto de la independencia exigida y ha acreditado el cumplimiento de todas las formalidades y contenidos prescritos por la legislación vigente para el referido informe.

Asimismo, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, ordenar poner a disposición de todos los accionistas de la Compañía el Informe de Evaluación Independiente emitido por IM Trust en las oficinas sociales y en el sitio en Internet de la Compañía por un plazo mínimo de 15 días hábiles y entregar una copia del mismo al Directorio de Enersis facultando a tal efecto al Presidente del Comité de Directores Sr. Hernán Somerville Senn.

El Comité de Directores, por unanimidad, concluyó, luego de escuchar a los representantes de Carey y Cía. que los créditos que serán objeto de la Operación DockSud no fueron incluidos en el aumento de capital aprobado por junta extraordinaria en diciembre de 2012 y que, por tanto, corresponde pagar un precio por la adquisición de los mismos y que no ve antecedentes para efectuar reclamación alguna a Endesa España por un supuesto incumplimiento de la cláusula 6.4 del contrato de suscripción de acciones firmado entre Endesa España y Enersis S.A. con motivo del referido aumento de capital y que se refiere a que las acciones aportadas están libres de prendas u otros gravámenes.

Finalmente, el Comité de Directores aprobó el calendario tentativo y la nueva secuencia de hitos propuestos para la Operación Dock Sud y ordenó que copia de la oferta recibida de PAE de fecha 19 de septiembre de 2014 quedara archivada como documento oficial bajo el N°30.

En su décima tercera sesión, extraordinaria, de fecha 6 de octubre de 2014, el Comité de Directores, acordó, por unanimidad, lo siguiente:

1. El texto definitivo del informe del Comité de Directores en relación con la Operación Dock Sud. Ésta consiste en la compraventa por Enersis S.A. a Enel Latinoamérica, S.A. de los créditos que esta última posee contra Central Dock Sud S.A. ("CDS") y la posterior pesificación y aportación de dichos créditos por Enersis S.A. al capital de Inversora Dock Sud ("IDS") y al de CDS, a su valor facial y en igualdad de condiciones por todos los acreedores y accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizadas en las mencionadas sociedades argentinas, siendo parte de los créditos adquiridos por Enersis, parcialmente amortizados en efectivo por CDS y las eventuales reducciones de capital en tales filiales. Dicho

Informe, evacuado para los efectos del Artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, procedió a ser firmado por todos y cada uno de los miembros del Comité de Directores y se archivó como documento oficial del Comité de Directores de Enersis S.A. bajo el N°31 del Registro de Documentos Oficiales, conjuntamente con copias de las opiniones legales emitidas por la señora María Inés Justo con fecha 3 de octubre de 2014 y por Pérez Alati, Grondona, Benites, Arntsen & Martinez de Hoz de la misma fecha.

2 Que el Presidente del Comité de Directores remita el informe del Comité de Directores a la Sociedad, con el fin de que la Gerencia General proceda a emitir un hecho esencial dando cuenta de aquél y una copia de dicho informe se coloque en la página web de la Sociedad y queda a disposición de los señores accionistas en las oficinas de la Gerencia de Inversiones y Riesgos de Enersis S.A.

3. Que la Gerencia de Administración, Finanzas y Control designe una persona para que realice todas las gestiones correspondientes ante el Banco Central de Argentina y de Chile, de forma tal que todos los aspectos cambiarios de la Operación queden debidamente materializados y que luego de ello se dé cuenta de las mencionadas gestiones a este Comité.

4. Que la Gerencia de Administración, Finanzas y Control obtenga el consentimiento del deudor cedido en relación con ambos créditos que serán objeto de adquisición por parte de Enersis, aunque de conformidad con la documentación pertinente de uno de ellos no aparezca ser esto necesario y que también se obtenga en el texto del contrato de cesión de créditos a ser firmado por Enersis S.A. que Enel Latinoamérica S.A. declare que ha obtenido todas las autorizaciones y aprobaciones corporativas y regulatorias que resulten necesarias o convenientes para la fluida transferencia de los créditos que ostenta contra Central Dock Sud.

En su décima cuarta sesión, ordinaria, acaecida el día 28 de octubre de 2014, el Comité de Directores, respecto de servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa, y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

El Comité de Directores analizó los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de septiembre de 2014 y la carta de los Auditores externos sobre operaciones con partes relacionadas. Intervinieron el Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, el Gerente de Administración de Enersis S.A., don Ángel Chocarro García, quien absolvió las consultas de los Sres. miembros del Comité de Directores y destacó que los Estados Financieros intermedios no habían sido revisados por los auditores externos de la Compañía, con excepción de la nota sobre saldos y transacciones con empresas relacionadas, la cual ha sido revisada por Ernst & Young. En relación con dicha nota, señaló que Ernst & Young, había emitido una opinión especial certificando que aquélla presenta, en todos sus aspectos significativos, los saldos y transacciones con empresas relacionadas por el periodo terminado el 30 de septiembre de 2014. El Comité de Directores, por unanimidad, declaró examinados los Estados Financieros Consolidados de Enersis S.A. al 30 de septiembre de 2014, sus Notas, Análisis Razonado y Hechos Relevantes, así como la opinión especial emitida por Ernst & Young respecto de la nota sobre saldos y transacciones con partes relacionadas.

Sobre la operación Dock Sud, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, instar al Gerente de Administración, Finanzas y Control a cerrar las negociaciones relativas al Contrato de Cesión con el objeto de que éste vuelva a ser examinado por el Comité de Directores y posteriormente sometido al conocimiento del Directorio de la Compañía, a fin de que éste acuerde someterlo a aprobación de la Junta Extraordinaria de Accionistas.

En su décima quinta sesión, extraordinaria, celebrada el día 4 de noviembre de 2014, el Comité de Directores acordó, por la unanimidad de los directores presentes, tomar conocimiento de la renuncia del director señor Leonidas Vial Echeverría a su cargo de miembro del Comité de Directores de Enersis S.A.

Con respecto a la Operación Dock Sud, el Comité de Directores, por la unanimidad de los miembros presentes, acordó que se resuelvan las observaciones efectuadas al contrato de compraventa de créditos comunicándoselas al Presidente de Endesa España, don Borja Prado Eulate, a fin de colocar copia de dicho contrato en la página web de la Compañía para información de los accionistas y a tal efecto, que, se convocará a una nueva sesión extraordinaria de dicho Comité.

En su décima sexta sesión, extraordinaria, de fecha 6 de noviembre de 2014 el Comité de Directores, por unanimidad, acordó recomendar al Directorio que se ordene colocar en la página web de Enersis S.A. el texto del contrato de compraventa de créditos a ser suscrito entre Enersis S.A. y Enel Latinoamérica S.A., el cual deberá recoger los términos expuestos por el Gerente de Administración, Finanzas y Control de la Compañía. de forma tal que éste sirva para información de todos los accionistas de Enersis S.A. en relación con la junta de accionistas prevista para el 25 de noviembre de 2014.

En su décima séptima sesión, ordinaria, de fecha 25 de noviembre de 2014, el Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, dio la bienvenida a la nueva directora, doña Carolina Schmidt Zaldívar, que se incorporaba en calidad de miembro del Comité y a don Luigi Ferraris, como nuevo Gerente General de la Compañía, y al que invitaba a participar de las sesiones de este órgano societario.

El Comité de Directores, respecto de servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa, y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18,045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

El Comité de Directores, por unanimidad, acordó dejar constancia que había examinado y tomado conocimiento formal y expreso de la Carta de Control Interno referida a Enersis S.A., de fecha 25 de noviembre de 2014, preparada por los auditores externos de la Compañía, Ernst & Young. Asimismo, el Comité de Directores dejó constancia de su solicitud de puesta en inmediata ejecución de los planes de mitigación expuestos por el Gerente de Administración de la Compañía y, particularmente, en lo relativo a los proveedores de pagos en Argentina y Brasil. Sobre el particular el Comité requirió que esto debía quedar resuelto antes de la emisión del siguiente informe de Control Interno previsto bajo la Circular N°422 de la Superintendencia de Valores y Seguros.

El Presidente del Comité de Directores, Sr. Hernán Somerville Senn, explicó a los miembros de dicho órgano societario que se había recibido una comunicación de Ernst & Young, auditores externos de Enersis S.A., solicitando la autorización de la Compañía para colocar a disposición de la Public Company Accounting Oversight Board de los Estados Unidos de América (PCAOB) los documentos e informes relacionados con los servicios de auditoría externa que Ernst & Young presta a Enersis S.A., específicamente referidos respecto de la filial Endesa Costanera S.A., domiciliada en la República Argentina. Explicó que el objetivo del PCAOB era supervisar los procedimientos y cumplimiento de la normativa establecida por la PCAOB y SEC (Securities and Exchange Commission). por parte de Ernst & Young.

El Comité de Directores, luego de un intercambio de opiniones sobre el particular, acordó, por unanimidad, recomendar al Directorio de Enersis otorgar su consentimiento, en los términos solicitados por Ernst & Young y siempre que se cumpla con los requisitos señalados al efecto por el Oficio Ordinario N° 3048 de la Superintendencia de Valores y Seguros de fecha 13 de abril de 2004, condicionado a la subsiguiente obtención del consentimiento escrito de la filial Endesa Costanera S.A., con el fin de que Ernst & Young pueda dar cumplimiento a los requerimientos de la Public Company Accounting Oversight Board (PCAOB).

Respecto de la Operación Dock Sud, el Comité de Directores acordó, por unanimidad, declarar que había tomado conocimiento de los acuerdos adoptados por la Junta Extraordinaria de Accionistas en el marco de la Operación Dock Sud y del calendario tentativo y la secuencia de hitos restantes para llevar a término la aludida Operación en los términos antes descritos, procediendo a solicitar a la Gerencia de Administración, Finanzas y Control que la referida Operación se encuentre concluida antes del 31 de diciembre del año en curso. Asimismo, el Comité solicitó que se viera con especial atención las comunicaciones al Banco Central de la Argentina y al Banco Central de Chile.

El Gerente de Administración, Finanzas y Control, don Eduardo Escaffi Johnson, informó a los señores miembros del Comité de Directores que, en el marco de la política de simplificación de la estructura societaria del Grupo, se hacía recomendable fusionar las filiales Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. (en adelante "IMV") con ICT Servicios Informáticos Ltda. (en adelante "ICT"), mediante la fusión por absorción de IMV por parte de ICT, subsistiendo esta última.

Don Eduardo Escaffi Johnson explicó que los órganos de administración de cada una de estas filiales que participarán en la fusión deberán aprobar la operación antes señalada, sometiendo a aprobación la fusión, los balances auditados, el informe pericial respectivo y los nuevos estatutos de la sociedad. En razón de lo anterior, se contrató a la firma de auditoría Ernst &Young a fin de auditar dichos balances y al perito Gonzalo Sanhueza, para efectuar la valoración económica de las sociedades y determinar la ecuación de canje.

El Comité de Directores, con el voto favorable de todos sus miembros, concluyó que la fusión por absorción por ICT de Inmobiliaria Manso de Velasco, en los términos referidos, contribuían al interés social de Enersis y se ajustaba en términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de su aprobación.

El Comité de Directores, procedió a emitir el informe correspondiente y, por unanimidad, acordó lo siguiente:

a) Declarar examinada la operación consistente en la fusión por absorción de IMV por parte de ICT, mediante la absorción de la primera por parte de la segunda, en los términos que se expusieron en la sesión.

b) Declarar que la operación examinada se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en

el mercado al tiempo de la aprobación, y que aquélla contribuye al interés social de Enersis S.A.

c) Emitir el informe correspondiente, a fin que sea puesto inmediatamente a disposición del Directorio.

d) Archivar copia de la presentación y del informe del perito como documento oficial bajo el N°37.

El Presidente del Comité de Directores, don Hernán Somerville Senn, explicó que, atendidas las necesidades de eventualmente convocar a sesiones extraordinarias del Comité de Directores, se requería implementar un procedimiento que permitiera hacerlo con relativa agilidad y certeza de la recepción de la convocatoria por parte de los señores Directores. El Comité de Directores, por unanimidad, aprobó que la citación a sesiones extraordinarias de Comité de Directores se practique mediante el envío por parte del Presidente del Comité de Directores, por el Secretario del Comité de Directores, o sus delegatarios, de un correo electrónico y mensaje telefónico dirigido a la dirección de correo electrónico y teléfono que cada director haya suministrado para tales efectos. Esta convocatoria deberá efectuarse con una antelación mínima de doce horas.

En su décima octava sesión de Directorio, ordinaria, de fecha 12 de diciembre de 2014, el Comité de Directores, respecto de servicios a contratar con Ernst & Young, no relacionados con la auditoría externa, y conforme a lo señalado en la Sección 202 de la Ley Sarbanes Oxley, en el artículo 242, inciso final, de la Ley 18.045 de Mercado de Valores y en el Reglamento del Comité de Directores, acordó, por unanimidad, declarar que la contratación de los servicios no relacionados con la auditoría externa que se expusieron, a ser prestados por los auditores externos, no comprometen la idoneidad técnica ni la independencia de juicio de las respectivas empresas de auditoría externa.

El Comité de Directores, por unanimidad, tomó conocimiento de las actuaciones que se verificaron para ejecutar y materializar la Operación Dock Sud en los términos aprobados por la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis que tuvo lugar el día 25 de noviembre de 2014.

El Comité de Directores procedió a examinar una operación entre partes relacionadas consistente en la celebración de un contrato de suministro de servicios a ser suscritos entre Enersis S.A. (Enersis) y la filial GasAtacama Chile S.A. (GasAtacama), emitiendo el informe correspondiente y acordando, por unanimidad, lo siguiente:

a) Declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la suscripción de un contrato de prestación de servicios entre Enersis S.A. y su filial GasAtacama Chile S.A., en los términos expuestos por el Gerente de Administración, Finanzas y Control, Sr. Eduardo Escaffi Johnson.

b) Declarar que este contrato constituye una operación entre partes relacionadas que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado.

c) Declarar que esta operación queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, este Comité resuelve analizarla.

d) Archivar copia del informe emitido por Price Waterhouse Coopers Chile y de la presentación del Gerente de Administración, Finanzas y Control, Sr. Eduardo Escaffi Johnson, como documentos oficiales bajo el N°39.

El Comité de Directores de Enersis S.A., por unanimidad, aprobó el Informe Anual de Gestión, Actividades y Gastos a Constar en la Memoria de Enersis S.A., con el objeto de que éste sea informado en la próxima Junta Ordinaria de Accionistas e incluido en la Memoria de la Compañía.

El Comité de Directores, acordó, por unanimidad, aprobar el calendario de sesiones ordinarias del Comité propuesto, sin perjuicio de las convocatorias a sesiones extraordinarias. Copia de dicho calendario se archivó como documento oficial bajo el N°40.

Así, el Comité de Directores ha dado cumplimiento cabalmente a las obligaciones dispuestas en el artículo 50 bis de la Ley N°18.046 sobre Sociedades Anónimas.

El Comité de Directorio, durante el Ejercicio 2014, Examinó las siguientes Operaciones Entre Partes Relacionadas (OPR)

1. **En su tercera sesión, ordinaria, de 28 de febrero de 2014,** el Comité de Directores acordó, por unanimidad declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, que se efectuaría en pesos chilenos, por un monto equivalente en dicha moneda de hasta 350 MMUS$ y a un plazo de hasta doce meses; declarar que esta operación constituye una operación entre partes relacionadas, que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado; que queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, el Comité resolvía analizarla voluntariamente por mayor transparencia. De la misma forma, el Comité de Directores emitió el informe correspondiente, para ser puesto a disposición del Directorio.

2. **En su novena sesión, ordinaria, celebrada el día 24 de julio de 2014,** el Comité de Directores acordó, por unanimidad, declarar examinadas las operaciones consistentes en contratos de prestación de servicios entre Enel Distribuzione S.p.A. y las distribuidoras Ampla Energía y Servicios S.A., Chilectra S.A., Codensa S.A., Coelce S.A. y Edelnor S.A.; declarar que estas operaciones se ajustan en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado; y solicitar al Gerente General que estos contratos fueran tratados en los directorios de dichas filiales.

3. **En su undécima sesión, ordinaria, celebrada el día 29 de agosto de 2014,** el Comité de Directores, con el voto favorable de todos los miembros que asistieron a la sesión, don Hernán Somerville Senn y don Rafael Fernández Morandé, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la estructuración de un préstamo intercompañía a ser otorgado por Enersis S.A. a favor de su filial Endesa Chile, por hasta 75.000 MMCLP (aprox. 131 MMUS$) a 6 meses prepagable, tanto a instancias de Enersis como de Endesa Chile; declarar que esta operación constituye una operación entre partes relacionadas, que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado; que queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, el Comité de Directores resolvía analizarla. De la misma forma, el Comité de Directores emitió el informe correspondiente, para ser puesto a disposición del Directorio.

4. **En su décima séptima sesión, ordinaria, de 25 de noviembre de 2014,** por unanimidad, el Comité de Directores acordó declarar examinada la operación consistente en la fusión por absorción de IMV por parte de ICT, mediante la absorción de la primera por parte de la segunda, en los términos que se expusieron en la sesión; declarar que la operación examinada se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen en el mercado al tiempo de la aprobación, y que aquélla contribuye al interés social de Enersis S.A. De la misma forma, el Comité de Directores emitió el informe correspondiente, para ser puesto a disposición del Directorio.

5. **En su décima octava sesión, ordinaria, de fecha 12 de diciembre de 2014,** el Comité de Directores, por unanimidad, acordó declarar examinada la operación entre partes relacionadas consistente en la suscripción de un contrato de prestación de servicios entre Enersis S.A. y su filial GasAtacama Chile S.A.; declarar que este contrato constituye una operación entre partes relacionadas que se rige por el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas, que contribuye al interés social de Enersis S.A. y que se ajusta en precio, términos y condiciones a aquéllas que prevalecen actualmente en el mercado; que la operación queda comprendida dentro de la política de habitualidad de la Compañía y que, no obstante lo anterior, el Comité resolvía analizarla. De la misma forma, el Comité de Directores emitió el informe correspondiente, para ser puesto a disposición del Directorio.

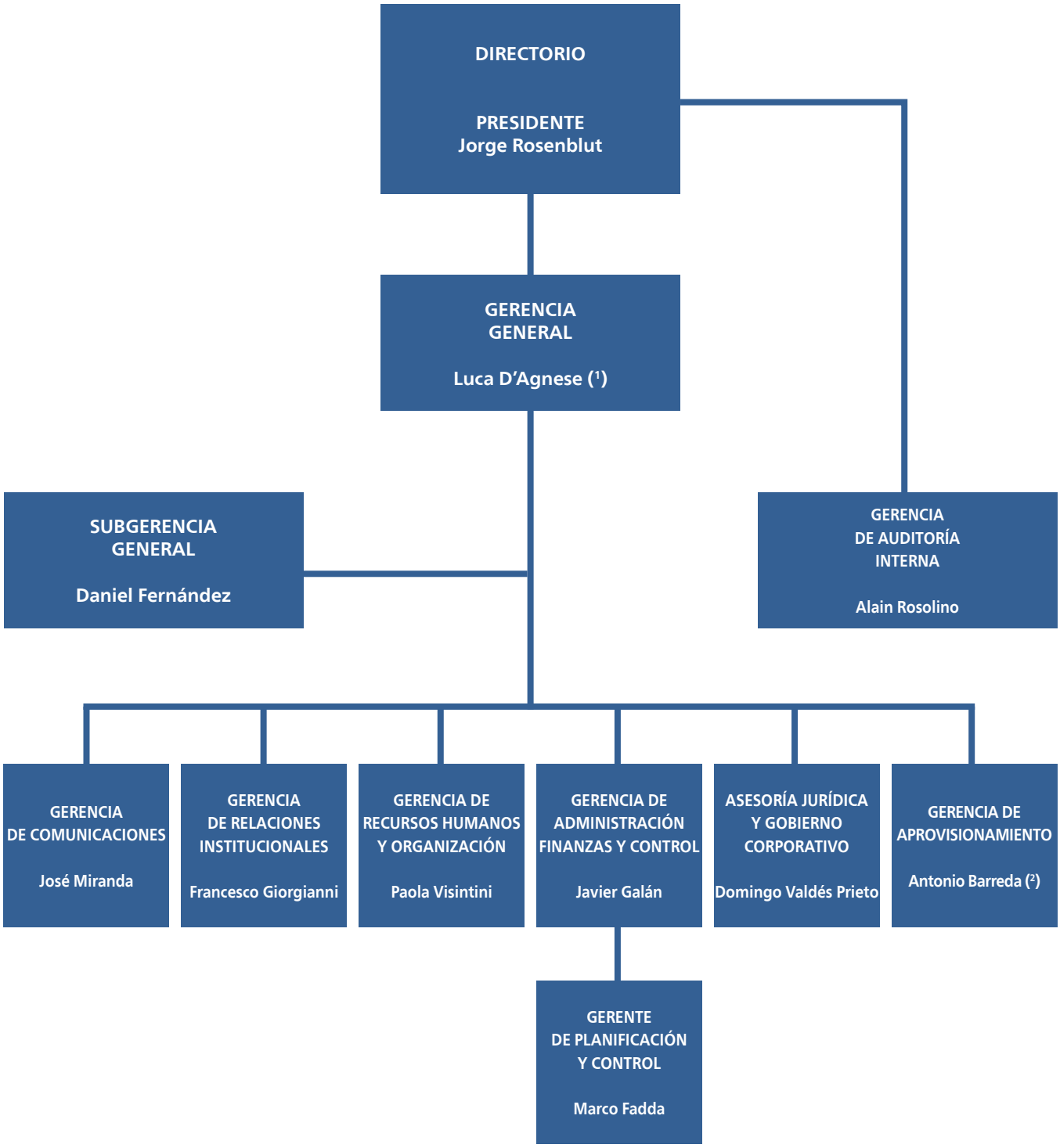
6. **La operación Dock Sud fue examinada en sus distintas etapas por el Comité de Directores en 9 sesiones:** extraordinaria de 30 de julio de 2014; ordinaria de 29 de agosto de 2014; ordinaria de 30 de septiembre de 2014; extraordinaria, de 6 de octubre de 2014; ordinaria de 28 de octubre de 2014; extraordinaria de 4 de noviembre de 2014; extraordinaria de 6 de noviembre de 2014; y ordinarias de 25 de noviembre y 12 de diciembre de 2014.

Cabe señalar que en su décima sesión, extraordinaria, de fecha 30 de julio de 2014, el Comité de Directores, por unanimidad, designó al banco IM Trust como Evaluador Independiente; y que, en su décima tercera sesión, extraordinaria, de fecha 6 de octubre de 2014, el Comité de Directores, acordó, por unanimidad, el texto definitivo del informe del Comité de Directores en relación con la Operación Dock Sud, consistente en la compraventa por Enersis S.A. a Enel Latinoamérica. S.A. de los créditos que esta última posee contra Central Dock Sud S.A. ("CDS") y la posterior pesificación y aportación de dichos créditos por Enersis S.A. al capital de Inversora Dock Sud ("IDS") y al de CDS, a su valor facial y en igualdad de condiciones por todos los acreedores y accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por Inversora Dock Sud y por Central Dock Sud, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizadas en las mencionadas sociedades argentinas, siendo parte de los créditos adquiridos por Enersis, parcialmente amortizados en efectivo por CDS y las eventuales reducciones de capital en tales filiales. Dicho Informe, evacuado para los efectos del Artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas, procedió a ser firmado por todos y cada uno de los miembros del Comité de Directores y se archivó como documento oficial del Comité de Directores de Enersis S.A. Esta operación fue aprobada por Junta Extraordinaria de Accionistas de fecha 25 de noviembre de 2014.

Gastos en Asesorías del Comité de Directores

El Comité de Directores hizo uso del presupuesto de gastos de funcionamiento aprobado por la Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2014, en la contratación de su evaluador independiente, en el contexto de la Operación Dock Sud.

Estructura Organizacional



(1) Fue designado por el Directorio en sesión celebrada el día 29 de enero de 2015, en reemplazo de Luigi Ferraris.
(2) Fue designado por el Directorio en sesión celebrada el día 29 de enero de 2015, en reemplazo de Eduardo López Miller.

Principales Ejecutivos

1. GERENTE GENERAL
Luca D'Agnese
Graduado en Física
Scuola Normale Superiore de Pisa
Master in Business Administration
Escuela de Negocios de INSEAD
Pasaporte: YA1349186
A partir de 29.01.2015
Nota: Luca D'Agnese asumió el 29.01.15 en reemplazo de Luigi Ferraris. A su vez, Luigi Ferraris había asumido el cargo en reemplazo de Ignacio Antoñanzas el 12.11.2014.

2. SUBGERENTE GENERAL
Daniel Mauricio Fernández Koprich
Ingeniero Civil
Universidad de Chile
Rut: 7.750.368-4
A partir de 12.11.2014
Nota: Daniel Fernández asumió el 12.11.2014 en reemplazo de Massimo Tambosco.

3. GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Alain Rosolino
Licenciado en Administración de Negocios
Universidad LUISS
Rut: 24.166.243-8
A partir de 12.12.2012

4. GERENTE DE COMUNICACIONES
José Miranda Montecinos
Comunicador Audiovisual
Instituto Profesional DUOC UC
Diplomado Habilidades Directivas, Universidad de Chile
Estudios de Emprendimiento Corporativo e Innovación Abierta, Berkeley University
Rut: 15.307.846-7
A partir de 01.12.2014
Nota: José Miranda asumió el 01.12.2014 en reemplazo de Daniel Martini.

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

6. GERENTE DE RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN
Paola Visintini Vaccarezza
Psicóloga
Universidad de Chile
Diplomada en Liderazgo y Coaching, Universidad Adolfo Ibáñez
Rut: 10.664.744-5
A partir de 12.12.2014
Nota: Paola Visintini asumió el 12.12.2014 en reemplazo de Carlos Niño

7. GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Francisco Javier Galán Allué
Economista
Universidad Complutense de Madrid
Master in Business Administration
Instituto de Empresas de Madrid
Rut: 24.852.381-6
A partir de 15.12.2014
Nota: Javier Galán asumió el 15.12.2014 en reemplazo de Eduardo Escaffi.

8. GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Marco Fadda
Licenciado en Ciencias Económicas
Universidad de Génova
Master en Administracion de Empresas de Red
Universidad Politécnica de Milan
Rut: 24.271.056-8
A partir de 01.04.2013

9. ASESORÍA JURÍDICA Y GOBIERNO CORPORATIVO
Domingo Valdés Prieto
Abogado
Universidad de Chile
Master of Laws Universidad de Chicago
Rut: 6.973.465-0
A partir de 30.04.1999

10. GERENTE DE APROVISIONAMIENTO
Antonio Emilio Barreda Toledo
Ingeniero Ejecución Electricista
Universidad Santiago de Chile
Rut: 7.625.745-0
A partir de 29.01.2015
Nota: Antonio Barreda asumió el 29.01.2015 en reemplazo de Eduardo López.

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 $3.028 millones de retribución fija y $1.392 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 $2.522 millones de retribución fija y $1.127 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 el año 2014, el monto fue de $15,7 millones, valor que está incluido en la remuneración percibida por los ejecutivos principales.

Planes de Incentivo a los Gerentes y Principales Ejecutivos

Enersis tiene para sus ejecutivos un plan de bono anual por cumplimiento de objetivos y nivel de aportación individual a los resultados de la empresa. Este plan incluye una definición de rangos de bonos según el nivel jerárquico de los ejecutivos.

Los bonos que se entregan a los ejecutivos consisten en un determinado número de remuneraciones brutas mensuales.

Indemnizaciones Pagadas a los Gerentes y Principales Ejecutivos

Respecto a indemnizaciones por años de servicio percibidas por los gerentes y ejecutivos principales que dejaron la compañía, se cancelaron $69,5 millones durante la vigencia del año 2014.

Propiedad sobre Enersis

Al 31 de diciembre de 2014, el registro de accionistas reflejaba que ningún ejecutivo principal presentaba propiedad sobre la Compañía.

Administración de Principales Filiales

BRASIL

Cachoeira
Guilherme Gomes Lencastre
Ingeniero Civil
Pontifícia Universidad Católica Río de Janeiro

Fortaleza
Manuel Rigoberto Herrera Vargas
Ingeniero Industrial Electricista
Pontificia Universidad Católica de Santiago

CIEN
Guilherme Gomes Lencastre
Ingeniero Civil
Pontifícia Universidad Católica Río de Janeiro

Ampla
Marcelo Llévenes Rebolledo
Ingeniero Comercial
Universidad de Chile

Coelce
Abel Alves Rochinha
Ingeniero Mecánico
Pontifícia Universidad Católica Río de Janeiro

CHILE

Endesa Chile
Valter Moro
Ingeniero Mecánico
Universidad Politécnica de Marche Italia

Chilectra
Andreas Gebhardt Strobel
Ingeniero Civil Hidráulico
Pontificia Universidad Católica de Chile

COLOMBIA

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

Codensa
David Felipe Acosta Correa
Ingeniero Eléctrico
Universidad Pontificia Bolivariana

PERÚ

Edegel
Francisco Javier Pérez Thoden
Ingeniero Industrial
Escuela Técnica Superior del ICAI,
Universidad Pontificia Comillas en España

Edelnor
Ignacio Blanco Fernández
Ingeniero Industrial
Licenciado en Ciencias Económicas y Empresariales
Universidad de Zaragoza

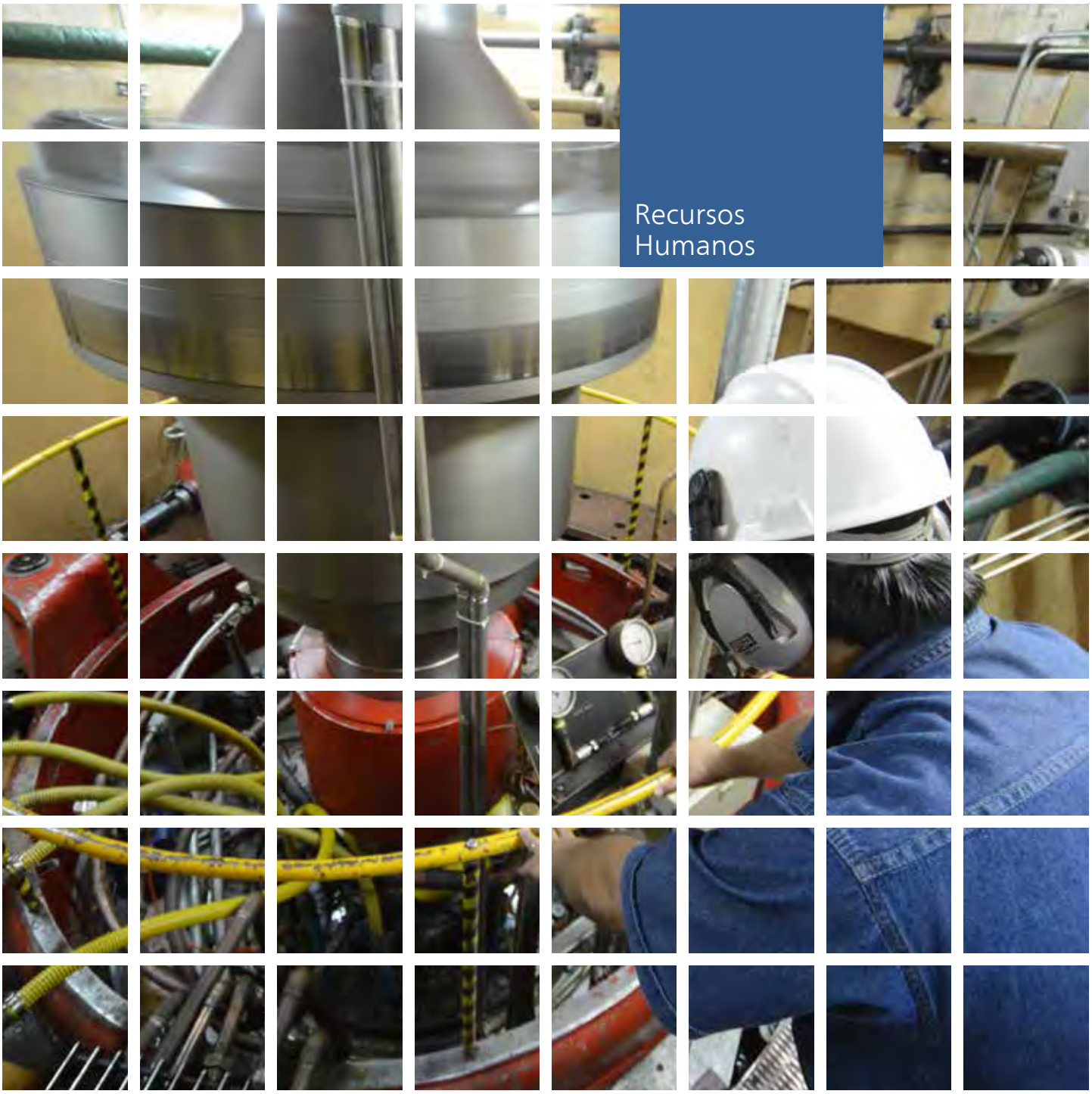
ARGENTINA

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
Ingenierio Industrial con orientación Electrotecnia
Universidad Nacional de Comahue

Edesur
Antonio Jerez Agudo
Ingenierio Industrial
Universidad Politécnica de Barcelona

Central Dock Sud
Daniel Garrido
Ingeniero Electricista
Universidad Tecnológica Nacional



Recursos Humanos

Distribución de Recursos Humanos

La distribución del personal de la Sociedad, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo Enersis en Latinoamérica y las entidades de control conjunto, al 31 de diciembre de 2014, era la siguiente:

Compañía	Gerentes y Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total
Enersis	10	343	92	445
Enel Brasil (1)	16	2.409	275	2.700
Endesa Chile (2)	33	2.491	157	2.681
Chilectra (3)	11	566	113	690
Edesur (4)	13	2.818	1.074	3.905
Edelnor (5)	9	549	125	683
Codensa	11	1.017	15	1.043
Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda (6)	2	115	11	128
Total general	**105**	**10.308**	**1.862**	**12.275**

(1) Incluye Ampla, Coelce, CIEN, CTM, TESA, Cachoeira Dourada, Fortaleza, y En-Brasil Comercio y Servicios.
(2) Incluye Costanera, El Chocón, Pehuenche, Celta, Gas Atacama, Túnel el Melón, Emgesa y Edegel.
(3) Incluye Empresa Eléctrica de Colina y Luz Andes.
(4) Incluye: Cemsa y Dock Sud.
(5) Incluye: Piura y Generalima.
(6) Incluye: Ex-ICT y Ex-Manso de Velasco. No considera Aguas Santiago Poniente y Const, y Proyecto Los Maitenes, las que han sido vendidas.

Actividades de Recursos Humanos

Relaciones Laborales

En el transcurso del año 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.

Seguridad y Salud Laboral

En Enersis 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, Ipal 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, en Enersis 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.

En materias de Salud Laboral, se destacan los siguientes programas:

Difusión y Promoción de Salud

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

Control del tabaquismo

Prevención de Riesgos Cardiovascular "Mes del Corazón"

Prevención de alergias primaverales

Programa Evaluación de Riesgos Psicosociales

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. Para ello se ha extendido el programa a todas las Gerencias de Enersis, a través de la siguiente secuencia:

Identificación cuantitativa y cualitativa de los factores psicosociales con mayor presencia, dividido en etapas:

1. Coordinar reuniones con Gerentes y Subgerentes.
2. Presentar programa de Evaluación de Riesgo Psicosocial.
3. Programar y coordinar fechas y lugares de aplicación de la evaluación con personal designado.
4. Aplicar instrumento de evaluación al universo de trabajadores considerados.
5. Analizar y gestionar datos cuantitativos y cualitativos de la evaluación.
6. Elaborar informe por empresa, gerencia y área/unidad.
7. Presentar resultados a líneas directas y recolección de propuestas.
8. Presentar y entregar resultados a mandos medios y recolección de propuestas.
9. Presentar resultados a personal evaluado y recolectar propuestas.
10. Elaborar informe final escrito.
11. Reunión de cierre del proceso con contraparte técnica.

Programa Inmunizaciones

La inmunización en los trabajadores de Enersis 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 Enersis, 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 Enersis, alcanzando en el año 2014 un total de 1.664 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.

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

Programa Mujer Sana

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 períodos de exámenes, controles y seguimientos médicos, con el objetivo de detectar precozmente esta posible patología entre las mujeres. Este programa cubrió en el año 2014 un total de 744 trabajadoras de Enersis.

Programa Exámenes Preventivos

El objetivo de este programa es realizar evaluaciones médicas periódicas a los trabajadores, con el objeto de detectar de manera precoz alteraciones o patologías con daño potencial 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 2.283 trabajadores.

Campañas de Seguridad

Desarrollo de actividades en el marco de la semana de la seguridad en los meses de abril y noviembre del 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 el año 2014 los ejecutivos realizaron un total de 110 caminatas, con el fin de corroborar el cumplimiento de procedimientos y uso de equipos, herramientas y maquinarias adecuadas.

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 1657 trabajadores propios y 3015 contratistas.

Curso de liderazgo en Seguridad y Salud Laboral para Gestores

Desarrollo de un programa para potenciar las características de liderazgo en prevención de riesgos en los inspectores en 352 personas con el objetivo de mejorar las habilidades de dirección de la seguridad en el accionar preventivo de las empresas contratistas.

Desarrollo de Programas de Entrenamiento

Ejecución de programas de entrenamiento en las actuaciones en emergencias en los centros de trabajo.

Gestión de Personas

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 este año 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 a liderazgo, Enersis 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. Para este año 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.

Enersis, 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.

Reclutamiento y Selección

Cobertura de Vacantes

Para Enersis, 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 el año 2014 se generaron un total de 40 vacantes en Enersis S.A., de las cuales un 60% corresponde a coberturas mediante modalidad interna, considerando por tales a la realización de concursos internos de ámbito local e internacional, procesos de movilidad horizontal y ascendente o promoción.

Asimismo, de la fuerza laboral externa que ingresó en 2014 (40% de todas las vacantes), un 31% corresponde a alumnos en práctica, que fueron considerados como candidatos y finalmente quedaron contratados al finalizar su período.

Programa de Prácticas y Atracción de Talento Joven

En esta línea, 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 Enersis, 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 83 alumnos en calidad de practicantes o memoristas.

Para generar lazos con universidades y atraer a los mejores alumnos, durante este año participamos en dos Ferias Laborales, ambas asociadas a las carreras de Ingeniería de las principales universidades a nivel país: Pontificia Universidad Católica de Chile y 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 Enersis, 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 un 50% del total de adjudicaciones, promoviendo de esta forma y de modo gradual el empoderamiento y liderazgo femenino. Es relevante destacar que del total de ingresos externos, un 44% corresponde a mujeres. También el intercambio cultural tuvo relevancia, el 33% de los procesos internos fueron adjudicados a través de concursos internacionales.

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 Enersis el 90% se sintió muy satisfecho con el proceso de selección y acompañamiento inicial experimentado.

*Cabe consignar que para efectos de Memoria Enersis, se excluye del análisis a IMV, ASP, Los Maitenes e ICT.

Acción Educativa

Capacitaciones Enersis

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. Enersis 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.

Por quinto año consecutivo, profesionales del Grupo Enersis participaron en una actividad formativa sobre "Category Management". El modelo de Compras de Category Management es un enfoque sistemático utilizado por las organizaciones de clase mundial para maximizar la contribución de Aprovisionamientos al Negocio. El curso realizado en esta oportunidad, Sourcing Process, permite que los capacitados realicen un proceso ordenado de compra, siguiendo la política del grupo. Esta rigurosidad en el trabajo de recopilación de información y análisis, facilita la toma de decisión sobre la estrategia final a seguir.

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 43 trabajadores del Grupo Enersis, 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 45 trabajadores de Grupo Enersis.

Se continúo 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 50 cursos con un total de 1.131 inscripciones de trabajadores de la compañía.

Otra actividad formativa relevante fue el curso de Impuesto a la renta y cálculo de impuestos diferidos para trabajadores de la compañía con el objeto de calcular el impuesto a la Renta del ejercicio que afecta a las empresas con contabilidad completa y determinar los impuestos diferidos como consecuencia de la aplicación de las normas contables y tributarias que establecen diferencias de valorización de los activos y pasivos.

Así también se realizaron varias actividades de la capacitación sobre Facturación Electrónica, con la finalidad de conocer todo lo relacionado a la nueva normativa sobre documentos electrónicos y nuevo requisito para usar el IVA, el marco normativo, obligaciones, ventajas, desventajas y fiscalización que realizará el Servicios de Impuestos Internos a un Contribuyente que emita Documentos Tributarios Electrónicos. En las actividades participaron 41 trabajadores de la compañía.

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 los equipos y generar grupos de trabajo con sentido de familia, La actividad se realizó con la consultora Great Place To Work y asistieron 177 trabajadores de la compañía.

Por otra parte se realizó un Piloto de Inducción denominado Welcome to Enel, con la participación de 72 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), 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 62 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.

Así mismo, a través del Campus Latam, espacio virtual, continua la formación en cursos modalidad e-learning permitiendo llegar en forma masiva y simultanea en temas como: Conocimiento del Negocio, Reinducción en S&SL y Plan Senda.

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.

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.

Transacciones Bursátiles

Transacciones Bursátiles en las Bolsas de Comercio

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

Bolsa de Comercio de Santiago

Durante 2014, en la Bolsa de Comercio de Santiago, se transaron 6.155 millones de acciones, lo que equivale a $1.107.027 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de $198,76.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2012	1.288.014.289	240.222.466.312	186,51
2do trimestre 2012	1.139.562.913	212.301.014.944	186,3
3er trimestre 2012	1.744.269.270	285.537.513.398	163,7
4to trimestre 2012	1.392.408.280	231.119.124.139	165,99
Total 2012	**5.564.254.752**	**969.180.118.793**	
1er trimestre 2013	2.438.386.788	438.757.705.262	179,94
2do trimestre 2013	2.192.921.524	374.486.929.466	170,77
3er trimestre 2013	1.972.388.086	314.491.374.642	159,45
4to trimestre 2013	1.470.668.035	239.826.138.771	163,07
Total 2013	**8.074.364.433**	**1.367.562.148.141**	
1er trimestre 2014	1.623.445.553	255.577.682.762	157,34
2do trimestre 2014	1.714.822.877	307.339.629.430	179,19
3er trimestre 2014	1.442.088.639	282.911.479.797	196,47
4to trimestre 2014	1.374.689.553	261.198.495.746	190,63
Total 2014	**6.155.046.622**	**1.107.027.287.735**	

Bolsa Electrónica de Chile

En la Bolsa Electrónica de Chile se transaron durante el año, la cantidad de 606 millones de acciones, lo que equivale a $107.655 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de $199,00.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2012	142.929.291	26.878.396.526	188,05
2do trimestre 2012	141.381.535	26.913.331.231	190,36
3er trimestre 2012	166.172.134	26.990.815.636	162,43
4to trimestre 2012	155.911.737	25.901.302.515	166,13
Total 2012	**606.394.697**	**106.683.845.908**	
1er trimestre 2013	457.040.369	82.674.197.920	180,89
2do trimestre 2013	307.352.957	52.399.743.916	170,49
3er trimestre 2013	187.542.120	30.138.018.160	160,7
4to trimestre 2013	190.280.215	31.394.375.774	164,99
Total 2013	**1.142.215.661**	**196.606.335.770**	
1er trimestre 2014	172.383.389	27.137.183.296	156,69
2do trimestre 2014	211.681.096	37.686.041.573	178,67
3er trimestre 2014	125.894.077	24.592.588.070	195,60
4to trimestre 2014	96.224.747	18.239.568.492	189,78
Total 2014	**606.183.309**	**107.655.381.431**	

Bolsa de Valores de Valparaíso

En la Bolsa de Valores de Valparaíso se transaron durante el año un total de 90 mil acciones, lo que equivale a $16 millones. El precio de cierre de la acción a diciembre fue de $178,6.

Periodos	Unidades	Montos (Pesos)	Precio Promedio
1er trimestre 2012	15.555.048	2.852.153.260	183,36
2do trimestre 2012	7.532.539	1.446.019.519	191,97
3er trimestre 2012	19.911.829	3.293.321.040	165,40
4to trimestre 2012	29.102.662	4.910.148.630	168,72
Total 2012	**72.102.078**	**12.501.642.449**	
1er trimestre 2013	7.662.176	1.409.775.514	183,99
2do trimestre 2013	5.159.336	834.654.380	161,78
3er trimestre 2013	33.748.331	5.304.258.272	157,17
4to trimestre 2013	0	0	
Total 2013	**46.569.843**	**7.548.688.166**	
1er trimestre 2014	0	0	
2do trimestre 2014	90.400	16.145.440	178,60
3er trimestre 2014	0	0	
4to trimestre 2014	0	0	
Total 2014	**90.400**	**16.145.440**	

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

Las acciones de Enersis comenzaron a transarse en la Bolsa de Nueva York (NYSE) el 20 de octubre de 1993. Un ADS (American Depositary Share) de Enersis representa 50 acciones y su nemotécnico es ENI. Citibank N.A. actúa como banco depositario y Banco Santander Chile como custodio en nuestro país. Durante 2014, en los Estados Unidos de América se transaron 149 millones de ADS lo que equivale US$2.338 millones. El precio del ADS cerró a diciembre en US$16,03.

Periodos	Unidades	Montos (Dólares)	Precio Promedio
1er trimestre 2012	38.448.445	732.794.989	19,06
2do trimestre 2012	31.111.964	587.263.102	18,88
3er trimestre 2012	34.003.544	582.431.845	17,13
4to trimestre 2012	32.168.392	554.979.796	17,25
Total 2012	**135.732.345**	**2.457.469.732**	
1er trimestre 2013	45.963.195	874.885.600	19,03
2do trimestre 2013	50.929.574	907.083.863	17,81
3er trimestre 2013	36.942.777	583.580.477	15,80
4to trimestre 2013	33.394.036	529.200.532	15,85
Total 2013	**167.229.582**	**2.894.750.472**	
1er trimestre 2014	44.259.588	629.442.974	14,24
2do trimestre 2014	38.783.995	624.044.468	16,10
3er trimestre 2014	34.353.893	583.933.245	16,99
4to trimestre 2014	31.540.880	500.827.454	15,91
Total 2014	**148.938.356**	**2.338.248.140**	

Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)

Las acciones de Enersis comenzaron a transarse en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex) el 17 de diciembre de 2001. Hasta el mes de abril del año 2011, la unidad de contratación para la compañía era de 50 acciones y su nemotécnico es XENI. Desde el 2 mayo de 2011 la unidad de contratación es unitaria. Banco Santander, S.A. actúa como entidad de enlace y el Banco Santander como custodio en Chile. Durante el 2014, se transaron 11,2 millones de acciones, lo que equivale a 2,6 millones de euros. El precio de la unidad de contratación, en diciembre, cerró en 0,23 euros.

Periodos	Unidades	Montos (euros)	Precio Promedio
1er trimestre 2012	1.652.978	476.501	0,29
2do trimestre 2012	1.867.239	561.570	0,3
3er trimestre 2012	1.656.889	459.797	0,28
4to trimestre 2012	1.225.821	327.777	0,27
Total 2012	**6.402.927**	**1.825.645**	
1er trimestre 2013	1.329.415	383.687	0,29
2do trimestre 2013	1.396.386	364.307	0,26
3er trimestre 2013	2.376.982	554.612	0,23
4to trimestre 2013	1.819.724	418.887	0,23
Total 2013	**6.922.507**	**1.721.493**	
1er trimestre 2014	3.347.370	733.639	0,21
2do trimestre 2014	3.157.002	729.760	0,23
3er trimestre 2014	3.117.908	751.724	0,24
4to trimestre 2014	1.547.215	373.001	0,23
Total 2014	**11.169.495**	**2.588.124**	

Información de Mercado

Durante 2014, en el mercado accionario chileno los precios de las acciones anotaron alzas en su rendimiento, lo que se reflejó en el aumento del IPSA en un 4,1% en relación con 2013. Este aumento se generó en un año donde en la región disminuyeron los inversionistas extranjeros. Otro factor que ha perjudicado al mercado es la depreciación de la moneda en la región.

Por otro lado, el bajo crecimiento de economías emergentes, como China y Brasil, y de economías desarrolladas debido a situaciones de crisis en algunos países de Europa, marcaron el panorama económico global. A esto se suma además un fortalecimiento del dólar a nivel global, especialmente frente a las monedas emergentes, debido principalmente 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.

Bolsa de Comercio de Santiago

Evolución de la acción de Enersis durante los últimos dos años respecto al Índice Selectivo de Precios de Acciones (IPSA) en el mercado local:

Variación	2013	2014	Acumulada 2013-2014
Enersis	-7,9%	26,1%	16,2%
IPSA	-14,0%	4,1%	-10,5%

Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE)

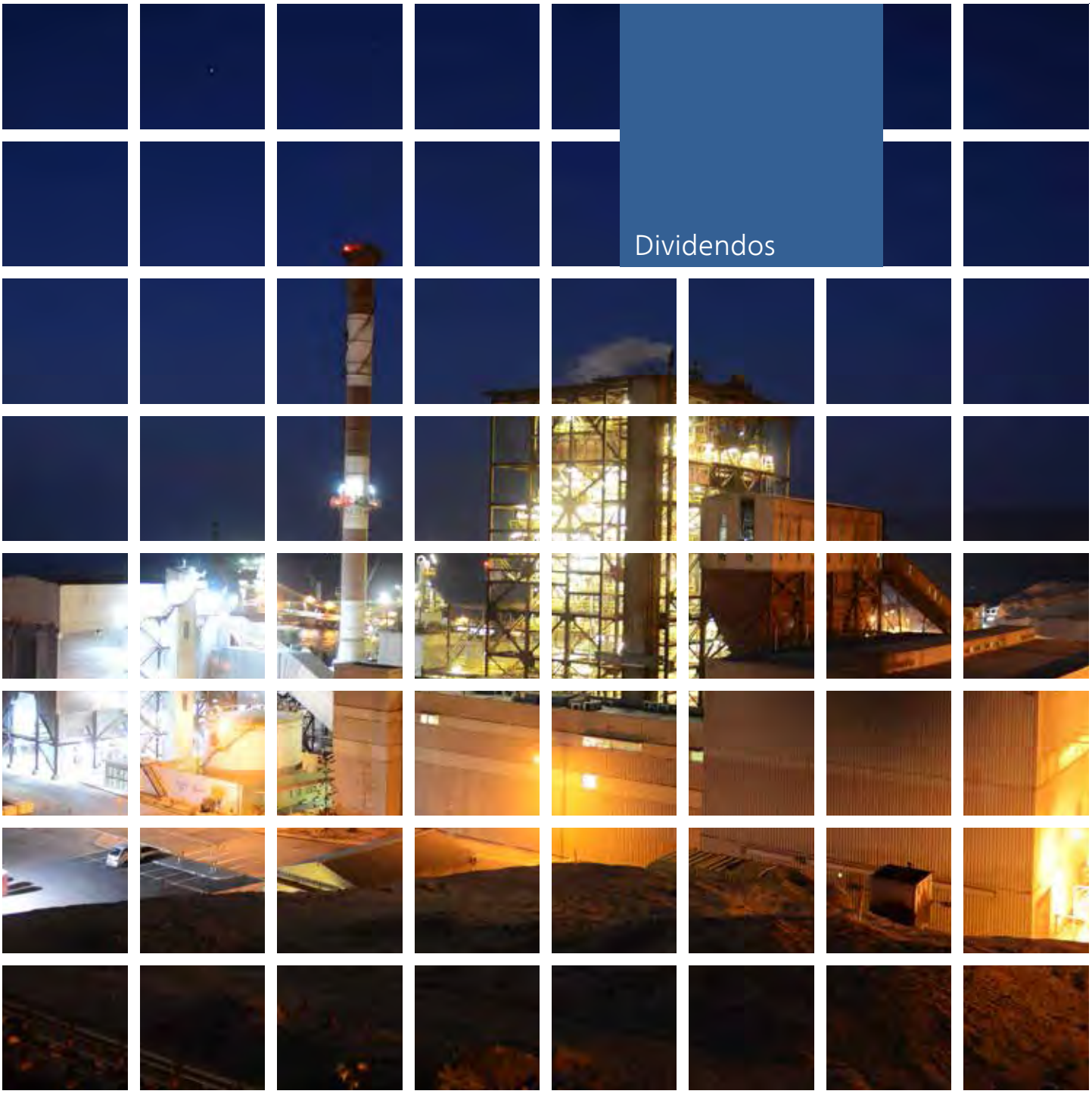
Comportamiento de los ADR's de Enersis listados en NYSE (ENI) respecto a los índices Dow Jones Industrial y Dow Jones Utilities durante los últimos dos años:

Variación	2013	2014	Acumulada 2013-2014
ENI	-17,5%	6,9%	-11,74%
Dow Jones Industrial	26,5%	7,5%	36,01%
Dow Jones Utilities	8,3%	26,0%	36,41%

Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (Latibex)

Desempeño de la acción de Enersis (XENI) listada en la Bolsa de Madrid (Latibex) a lo largo de los últimos dos años respecto al Índice LATIBEX.

Variación	2013	2014	Acumulada 2013-2014
XENI	-17,2%	4,9%	-13,12%
LATIBEX	-20,0%	-16,1%	-32,87%



Dividendos

De conformidad con la Norma de Carácter General N°283. numeral 5), se transcriben a continuación las políticas de dividendos de la sociedad correspondientes a los ejercicios 2015 y 2014.

Política de Dividendos Ejercicio 2015

Generalidades

El Directorio de la Compañía, en sesión de fecha 26 de febrero de 2015 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento sobre el pago de dividendos de Enersis S.A., para el ejercicio 2015.

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 de Enersis S.A. a dicha fecha, a ser pagado en enero de 2016.

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

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, Enersis S.A. 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 de Enersis S.A.

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 Enersis S.A, o en el banco y sus sucursales que se determine para tal efecto y que se informará en el aviso que se publique sobre el pago de dividendos.

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

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

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

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

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

Por otra parte, la 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 Enersis S.A.

Política de Dividendos Ejercicio 2014

Generalidades

El Directorio de la Compañía, en sesión de fecha 28 de febrero de 2014 aprobó la siguiente Política de Dividendos y el correspondiente procedimiento sobre el pago de dividendos de Enersis S.A., para el ejercicio 2014.

Política de Dividendos(1)

El Directorio tiene la intención de repartir un dividendo provisorio, con cargo a las utilidades del ejercicio 2014, de hasta un 15% de las utilidades al 30 de septiembre del 2014, según muestren los estados financieros de Enersis S.A. 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 del 2015,distribuir como dividendo definitivo, un monto equivalente al 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 del 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.

(1) A través de Hecho Esencial ingresado a la Superintendencia de Valores y Seguros el 25 de noviembre de 2014, Enersis S.A., informó lo siguiente:
De conformidad con lo establecido en los artículos 9° y 10°, inciso 2°, de la Ley N° 18.045 y lo previsto en la Norma de Carácter General N° 30 de esa Superintendencia y en uso de las facultades que se me han conferido, informo a usted, con carácter de hecho esencial, que, en su sesión celebrada el día de hoy, el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros, repartir con fecha 30 de enero de 2015, un dividendo provisorio de $0,83148 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30.09.2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

Utilidad Distribuible del Ejercicio 2014

La utilidad distribuible del ejercicio 2014, se indica a continuación:

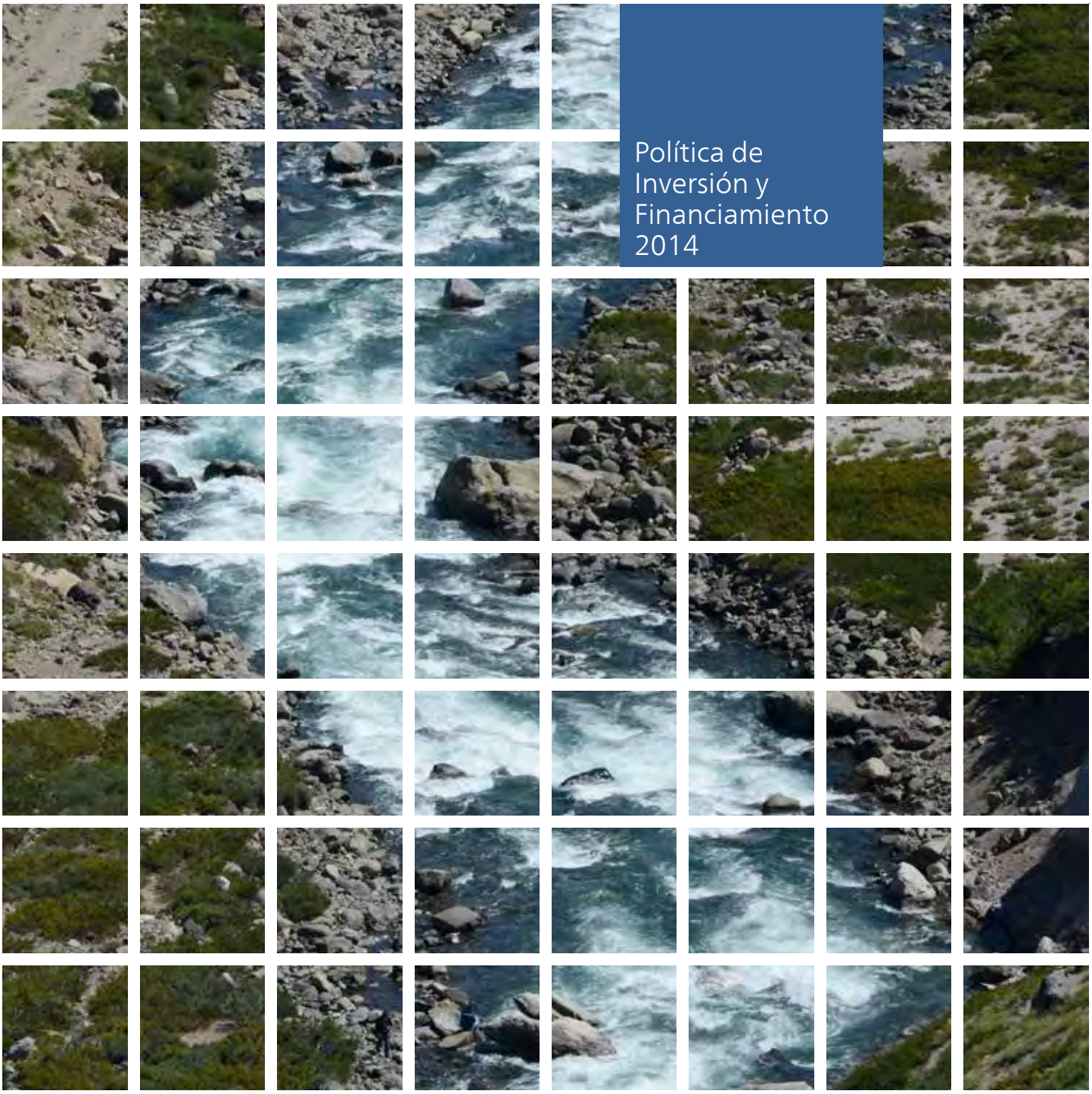
	Millones de $
Utilidad del Ejercicio *	610.158
Utilidad Distribuible	610.158

* Atribuible a la sociedad dominante

Dividendos Distribuidos

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

N° Dividendo	Tipo de dividendo	Fecha de cierre	Fecha de pago	Pesos por acción	Imputado al ejercicio
80	Provisorio	11-12-2009	17-12-2009	2,45677	2009
81	Definitivo	29-04-2010	06-05-2010	4,64323	2009
82	Provisorio	21-01-2011	27-01-2011	1,57180	2010
83	Definitivo	06-05-2011	12-05-2011	5,87398	2010
84	Provisorio	21-01-2012	27-01-2012	1,46560	2011
85	Definitivo	17-05-2012	24-05-2012	4,28410	2011
86	Provisorio	19-01-2013	25-01-2013	1,21538	2012
87	Definitivo	04-05-2013	10-05-2013	3,03489	2012
88	Provisorio	25-01-2014	31-01-2014	1,42964	2013
89	Definitivo	10-05-2014	16-05-2014	5,27719	2013
90	Provisorio	24-01-2015	30-01-2015	0,83148	2014



Política de Inversión y Financiamiento 2014

La Junta Ordinaria de Accionistas, celebrada con fecha 23 de abril de 2014, aprobó la Política de Inversión y Financiamiento que se señala a continuación.

Política de Inversiones y Financiamiento para el Ejercicio 2014

Inversiones

Áreas de Inversión

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

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

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

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

Límites Máximos de Inversión

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

i) Inversiones en sus filiales del sector eléctrico, las necesarias para que estas filiales puedan cumplir con sus respectivos objetos sociales.

ii) Inversiones en otras empresas filiales, tales que, la suma de las proporciones de los activos fijos correspondientes a la participación en cada una de estas otras empresas filiales, no supere a la proporción de activo fijo correspondiente a la participación en las filiales del sector eléctrico y de Enersis S.A.

Participación en el Control de las Áreas de inversión

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

- Se propondrá en las juntas de accionistas de las sociedades anónimas filiales y coligadas, la designación de directores que correspondan a la participación de Enersis S.A. en las mismas, debiendo provenir estas personas preferentemente de entre los directores o ejecutivos tanto de la Sociedad como de sus empresas filiales

- Se propondrá a las empresas filiales las políticas de inversiones, financiamiento y comerciales, así como los sistemas y criterios contables a que éstas deberán ceñirse.

- Se supervisará la gestión de las empresas filiales y coligadas.

- Se mantendrá un control permanente de los límites de endeudamiento, de forma tal que las inversiones o aportes que se realicen o se planifique realizar no impliquen una variación fuera de norma de los parámetros que definen los límites máximos de inversiones.

Financiamiento

(a) Nivel Máximo de Endeudamiento

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

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

Sólo se podrá convenir con acreedores restricciones al reparto de dividendos, si previamente tales restricciones han sido aprobadas en junta de accionistas (ordinaria o extraordinaria).

(c) Atribuciones de la Administración para Convenir con Acreedores el Otorgamiento de Cauciones

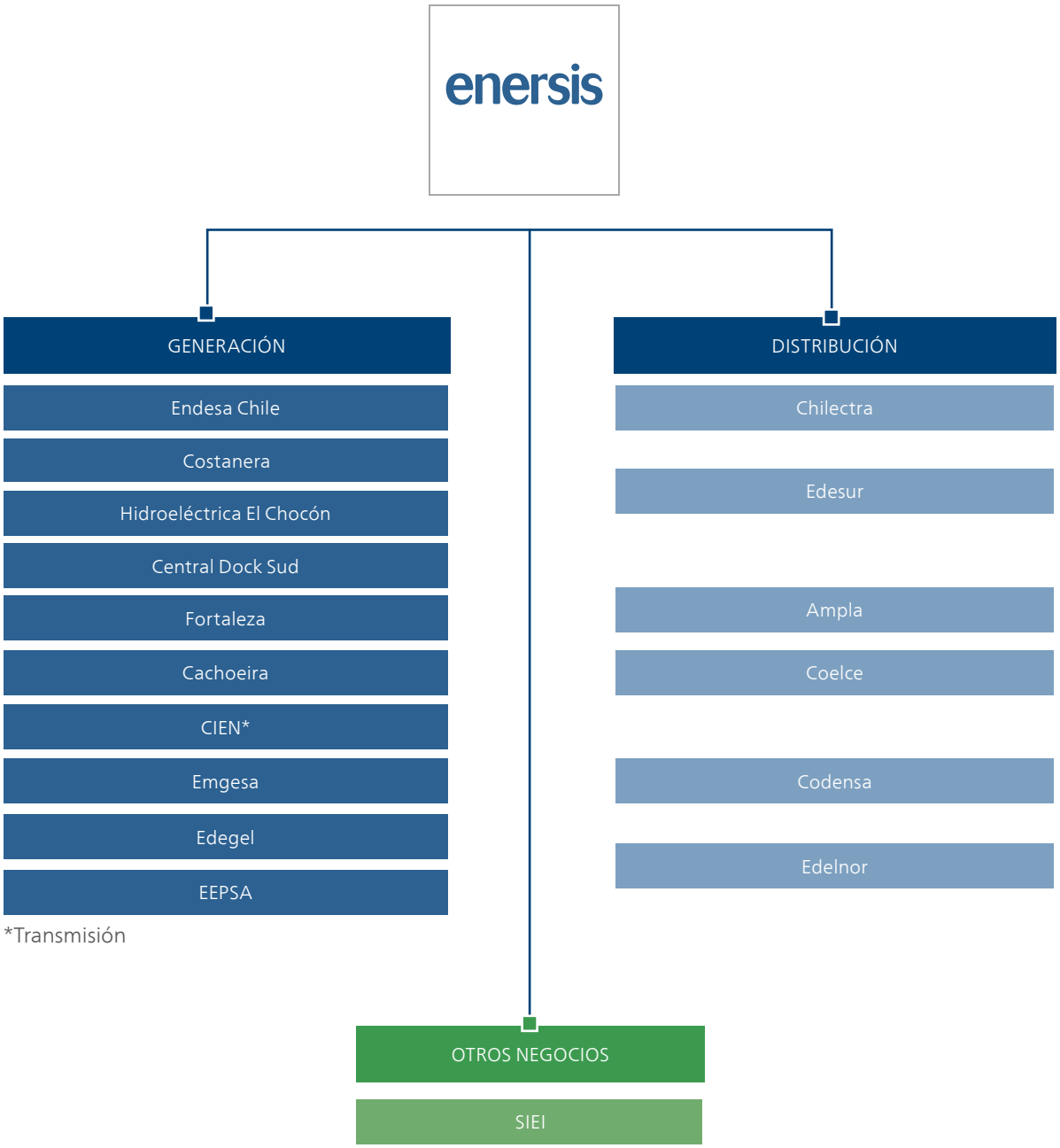
La administración de la Sociedad podrá convenir con acreedores el otorgamiento de cauciones reales o personales, ajustándose a la ley y a los estatutos sociales.

(d) Activos Esenciales para el Funcionamiento de la Sociedad

Constituye activo esencial para el funcionamiento de Enersis S.A., las acciones representativas de los aportes que ésta efectúe a su filial Chilectra S.A.

Negocios de la Compañía

Estructura de Negocios



Reseña Histórica

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

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

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

En 1988, y con el propósito de enfrentar exitosamente el desafío de desarrollo y crecimiento, la empresa se dividió en 5 unidades de negocios, las que dieron origen a cinco filiales. De éstas, Chilectra y Río Maipo se hicieron cargo de la distribución eléctrica; Manso de Velasco se concentró en servicios de ingeniería y construcción eléctrica, además de la administración inmobiliaria; Synapsis del área informática y procesamiento de datos; mientras que Diprel se centró en prestar servicios de abastecimiento y comercialización de productos eléctricos.

Hoy Enersis es una de las compañías eléctricas privadas más grandes de Latinoamérica, en términos de activos consolidados e ingresos operacionales, lo que se ha logrado mediante un crecimiento estable y equilibrado en sus negocios eléctricos: generación, transmisión y distribución. El desarrollo del negocio de distribución de energía eléctrica en el extranjero lo ha realizado en conjunto con su filial Chilectra, empresa destinada a la distribución de energía eléctrica en la Región Metropolitana, Chile. Sus inversiones en generación de energía eléctrica en el país y el extranjero los ha desarrollado principalmente a través de su filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile).

Adicionalmente, está presente en negocios que complementan sus actividades principales mediante participación mayoritaria en las siguientes compañías, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., dedicada al negocio inmobiliario, mediante el desarrollo integral de proyectos inmobiliarios, arriendo, compra y venta del patrimonio inmobiliario de Enersis y filiales en Chile; ICT Servicios Informáticos Limitada es una empresa de servicios de consultoría en materias de tecnología de la información e informática y telecomunicaciones. El Directorio de Enersis, en su sesión celebrada el 25 de noviembre, aprobó una fusión por absorción de sus filiales Inmobiliaria Manso de Velasco Limitada e ICT Servicios Informáticos Limitada. Esta compañía se denominará Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada. La operación, considerando que Enersis controla, filializa y consolida ambas compañías, no modifica los valores de los activos y pasivos de la sociedad absorbente (ICT) en los Estados Financieros Consolidados de Enersis.

Expansión y Desarrollo

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

1992

- El 15 de mayo adquirió el 60% y control de la generadora Central Costanera, actualmente Endesa Costanera, ubicada en Buenos Aires, Argentina.

- El 30 de julio se adjudicó el 51% de la Empresa Distribuidora Sur S.A., Edesur, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Buenos Aires, Argentina.

1993

- En julio compró la generadora Hidroeléctrica El Chocón, ubicada en la Provincia de Neuquén y Río Negro, Argentina.

1994

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

- Al cierre del año, Enersis adquirió un 1,9% adicional del capital accionario de Endesa Chile, alcanzando el 17,2% de la propiedad.

1995

- El 12 de diciembre, Enersis adquirió un 39% adicional de Edesur.

- Adicionalmente adquirió la generadora Edegel, en Perú.

1996

- El 15 de febrero, Enersis alcanzó el 25,28% del capital accionario de Endesa Chile. El 15 de abril, Endesa Chile se convirtió en filial de Enersis.

- Invierte en el mercado sanitario, adquiriendo la empresa Agua Potable Lo Castillo S.A.

- El 20 de diciembre, Enersis ingresó al mercado brasileño adquiriendo parte importante de las acciones de la antiguamente denominada Companhia de Eletricidade do Río de Janeiro S.A., Cerj, empresa que distribuye energía eléctrica en la ciudad de Río de Janeiro y Niteroi, Brasil, cuya actual razón social es Ampla Energía e Serviços S.A.

- El 20 de diciembre adquirió el 99,9% de Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P. en Colombia.

1997

- El 5 de septiembre se adquirió por un monto de US$715 millones el 78,9% de Centrais Elétricas Cachoeira Dourada, en Brasil.

- El 15 de septiembre, Enersis participó con éxito en el proceso de capitalización de Codensa S.A. E.S.P., adquiriendo el 48,5% de la propiedad en US$1.226 millones, sociedad que desarrolla el negocio de distribución eléctrica en la ciudad de Bogotá y en el departamento de Cundinamarca, Colombia. A su vez, se adjudicó el 5,5% de la Empresa Eléctrica de Bogotá.

- El 15 de septiembre adquirió por un monto de US$951 millones el 75% de Emgesa, generadora colombiana y un 5,5% adicional de la Empresa Eléctrica de Bogotá S.A.

- Endesa, S.A. (España) compró el 32% de Enersis.

1998

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

- El 22 de abril, Enersis alcanzó el 100% de la propiedad de Aguas Cordillera, en Santiago de Chile.

- El 28 de diciembre, Enersis se adjudicó el control a través de la adquisición del 40% de la propiedad de Esval, en la Región de Valparaíso.

1999

- Endesa, S.A. (España), tomó el control de Enersis. A través de una Oferta Pública de Adquisición de Acciones, Endesa adquirió un paquete adicional correspondiente al 32% de Enersis, el que sumado al 32% que ya poseía desde agosto de 1997, situó su participación total en 64%. Esta operación, concretada el 7 de abril de 1999, supuso una inversión de US$1.450 millones. Como consecuencia del aumento de capital realizado en Enersis en 2003, esta participación disminuyó al actual 60,62% de la propiedad.

- El 11 de mayo, Enersis adquirió un 35% de Endesa Chile, el que sumado al 25% que ya controlaba en ésta, le permitió alcanzar el 60% de la propiedad de la generadora. De esta manera, se consolidó como una de las principales empresas eléctricas privadas de América Latina.

2000

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

2001

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

2002

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

2003

- Se vendieron activos por US$757 millones, operación que incluyó la central generadora Canutillar y la distribuidora eléctrica Río Maipo, ambos en Chile.

2004

- Entró en operación la Central Hidroeléctrica Ralco, ubicada en la Región del Biobío, con un aporte de 690 MW de potencia.

2005

- El 18 de abril, se constituyó la subsidiaria Endesa Eco, cuyo objetivo es promover y desarrollar proyectos de energía renovable como centrales mini hidráulicas, eólicas, geotérmicas, solares y de biomasa, además de actuar como depositaria y comercializadora de los certificados de reducción de emisiones que se obtengan de dichos proyectos.

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

2006

- Durante febrero se compró por aproximadamente US$17 millones, la central Termocartagena (142 MW) en Colombia, que opera con fuel oil o gas.

- En marzo, Enersis informó a la Superintendencia de Valores y Seguros la fusión de Elesur y Chilectra, mediante la absorción de esta última por la primera. Los efectos jurídicos de esta fusión se produjeron a contar del 1 de abril de 2006.

- En junio se materializó la fusión de Edegel y Etevensa, esta última filial de Endesa Internacional (actualmente Enel Latinoamérica, S.A.) en Perú.

- El 29 de septiembre, Endesa Chile, ENAP, Metrogas y GNL Chile firmaron el acuerdo que define la estructura del Proyecto Gas Natural Licuado (GNL). en el cual Endesa Chile participa con un 20%.

2007

- En marzo se constituyó la sociedad Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A. (HidroAysén), cuyo objeto es el desarrollo y explotación del proyecto hidroeléctrico en la Región de Aysén, denominado "Proyecto Aysén", que significarán 2.750 MW de nueva capacidad instalada para Chile.

- En abril se puso a disposición del Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC), la primera fase de la central térmica de ciclo combinado San Isidro, segunda unidad, con una potencia de 248 MW.

- En septiembre se completó la fusión de las empresas de generación colombianas, Emgesa y Betania.

- El 11 de octubre, Enel S.p.A. y Acciona, S.A. toman control de Enersis, a través de Endesa, S.A., y de Endesa Internacional, S.A. (actualmente Enel Latinoamérica S.A.).

- Durante noviembre inició la operación comercial la central hidroeléctrica Palmucho, ubicada a pie de presa de Central Ralco, en el Alto Biobío, Región del Biobío, aportando 32 MW de potencia al Sistema Interconectado Central (SIC).

- El 6 de diciembre se inauguró Canela, el primer Parque Eólico del Sistema Interconectado Central, Canela está situado en la comuna del mismo nombre en la Región de Coquimbo, aporta 18 MW al SIC.

2008

- En enero entró en operación comercial la segunda fase de la central térmica de ciclo combinado San Isidro II, elevando su potencia instalada a un total de 353 MW.

- El 24 de marzo comenzó la operación dual de la unidad Nº1 de Central Termoeléctrica Tal-Tal, con una capacidad instalada de 245 MW.

- El 27 de junio se puso en operación comercial la mini central hidroeléctrica Ojos de Agua, aportando 9 MW de potencia instalada al SIC.

2009

- Las sociedades Acciona, S.A., y Enel S.p.A. anunciaron un acuerdo mediante el cual ACCIONA, S.A. directa e indirectamente transferirá a ENEL ENERGY EUROPE S.L. el 25,01% de la propiedad de Endesa, S.A. De esta forma, ENEL ENERGY EUROPE S.L., controlada en un 100% por Enel S.p.A., será titular del 92,06% del capital social de Endesa, S.A.

- El 25 de junio se hizo efectivo el acuerdo suscrito entre Enel S.p.A. y Acciona, S.A., mediante el cual Enel pasó a controlar el 92,06% del capital social de Endesa, S.A.

- El 9 de octubre Endesa Chile adquirió el 29,3974% de su filial peruana de generación, Edegel. Las acciones fueron adquiridas a precio de mercado a Generalima S.A.C., sociedad que a su vez es filial de Enel Latinoamérica S.A. Con esta operación, Endesa Chile pasó a tener de manera directa e indirecta el 62,46% de las acciones de Edegel.

- Con fecha 15 de octubre, Enersis S.A. adquirió 153.255.366 acciones representativas del 24% del capital social de su filial peruana. Edelnor a un precio de 2,72 soles por acción. Dicha compra se efectuó a Generalima S.A.C., sociedad peruana filial de Enel Latinoamérica S.A., matriz de Enersis. Con esta operación, la participación accionarial directa e indirecta de Enersis S.A. en Edelnor aumentó del 33,53% al 57,53%.

2010

- En febrero, la Central San Isidro aumentó su capacidad instalada a 399 MW; la unidad de ciclo combinado aumentó en 22 MW su capacidad luego de implementar modificaciones tecnológicas que le permitieron operar de forma dual (gnl y petróleo).

- El 31 de mayo en el contexto del esfuerzo permanente por entregar a sus clientes un servicio de excelencia, Chilectra comenzó la ejecución del proyecto Red de Distribución Telegestionada (Red D-T) ejecutada por CAM, cambio tecnológico que permitirá dar un salto cualitativo en el registro del consumo eléctrico y la reducción de pérdidas de energía.

- A comienzos de junio Chilectra y Clínica Dávila inauguraron el Proyecto Solar más grande de Chile. Con un total de 264 colectores termo-solares, instalados en 740 m2, la tecnología Solar-Electric permitirá calentar más de 70.000 litros diarios de agua sanitaria, a través de dos energías totalmente limpias, no contaminantes y con ahorros de hasta 85%.

- En diciembre de 2010 se reingresó el EIA de Central Hidroeléctrica Neltume. La compañía reingresó al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) de la Región de Los Ríos, el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) del proyecto Central Hidroeléctrica Neltume, incorporando la información adicional que solicitaron los diversos organismos que participan del proceso de evaluación de la iniciativa. El proyecto de 490 MW de capacidad instalada buscará aprovechar el potencial hidroeléctrico existente en la zona, específicamente en el río Fuy, desagüe natural del lago Pirihueico.

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

2011

- Fueron ingresados a tramitación ambiental cuatro proyectos: "Optimización de Obras de la Central Hidroeléctrica Los Cóndores", "Parque Eólico Renaico", "LAT S/E PE Renaico - S/E Bureo" y "Optimización Central Termoeléctrica Bocamina Segunda Unidad".

- En mayo, la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Aysén aprobó el Estudio de Impacto Ambiental de las centrales del Proyecto HidroAysén, presentado a trámite el 14 de agosto de 2008

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

2012

- Bocamina II entró en operación comercial el 29 de octubre de 2012. Esta incorporación permite, compensar el déficit de generación de origen hidroeléctrico que se ha venido sufriendo en los últimos 3 años, y dar un necesario respaldo al Sistema Interconectado Central mediante un aumento importante de generación térmica eficiente a bajo costo.

- El proyecto central Punta Alcalde, con una capacidad instalada de 740 MW y ubicado a 13 kilómetros de la ciudad de Huasco, recibió a principios de diciembre la aprobación ambiental por parte del Comité de Ministros, luego de ser rechazado por la Comisión de Evaluación Ambiental de la Región de Atacama en junio de 2012.

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

2013

- Aumento de Capital. Con un resultado histórico para este tipo de operaciones en el mercado local, los accionistas de Enersis suscribieron un total de aproximadamente US$6.022 millones, colocándose el 100% de las acciones disponibles para el aumento de capital.

- En Julio, con una potencia efectiva de 185 MW, ingresó en funcionamiento la nueva unidad de la Central Térmica de Malacas, en Piura, Perú, perteneciente a Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA) del Grupo Enersis. Esta nueva planta demandó una inversión de US$105 millones.

- El 6 de noviembre entró en servicio la primera unidad modernizada del proyecto Salaco en Colombia, correspondiente a la unidad 2 de la central filo de agua Darío Valencia Samper, con una capacidad instalada de 50 MW. Esta unidad generó 46,3 GWh desde su puesta en servicio hasta el 31 de diciembre a las 24 horas.

- En diciembre de 2013, se ingresó a trámite una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) que optimiza ambientalmente la central Taltal, sustituyendo el sistema de refrigeración con agua de mar que originalmente estaba considerado, por un sistema de refrigeración seco con aeroenfriadores. El proyecto de cierre del ciclo combinado utilizará las dos turbinas a gas existentes, de 123 MW cada una, y agregará una turbina a vapor de aproximadamente 130 MW. Con ello, la central Taltal quedará habilitada con una potencia neta total del orden de 370 MW y con un aumento de la eficiencia desde el actual 35% hasta un 50%, aproximadamente.

2014

- OPA por Coelce. El 14 de enero, Enersis, que hasta ese entonces controlaba el 58,87% de su filial Coelce, lanzó una OPA voluntaria para adquirir los títulos de todas las series de acciones emitidas por Coelce a un precio de R$49 por acción. Con esto, Enersis adquirió 3.002.812 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferentes tipo A y 424 acciones preferentes tipo B, equivalentes a una inversión aproximada de US$ 243 millones. Al terminar la operación, la empresa obtuvo una participación directa e indirecta de Coelce del 74,05%.

- En marzo 31, Endesa Chile, filial de Enersis, adquirió los derechos sociales que Southern Cross tenía en Inversiones Atacama Holding. De esta manera, el grupo alcanzó el 100% de Gas Atacama, central termoeléctrica a gas natural de 781 MW de capacidad instalada en el SING.

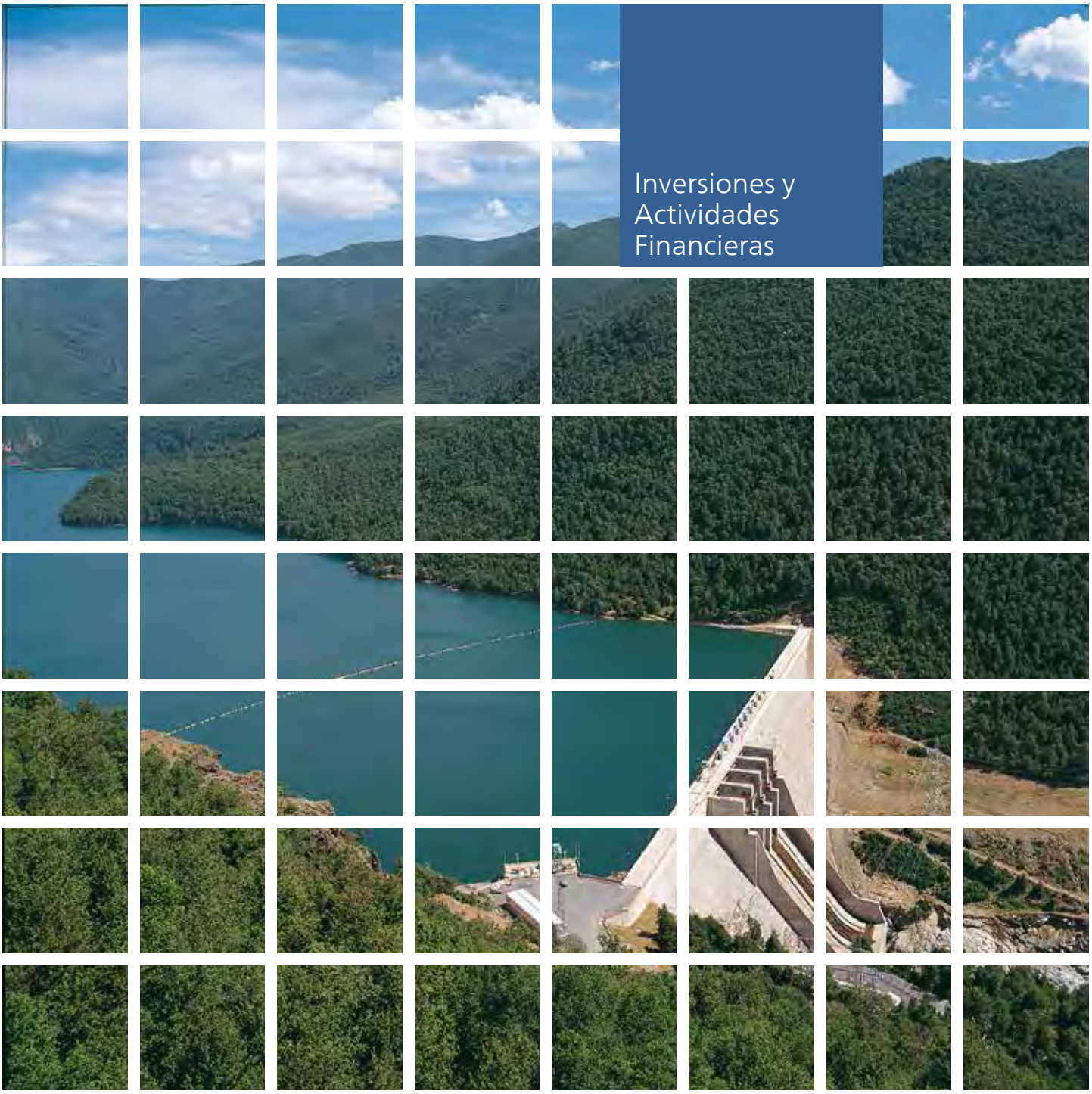
- Proyecto Los Cóndores. Durante abril, Endesa Chile subscribió contratos para la construcción del proyecto hidroeléctrico Los Cóndores de 150 MW, localizado en la región del Maule. La inversión estimada de la central alcanza los US$661,5 millones y se espera que las operaciones comerciales comiencen a fines de 2018.

- En abril, Enersis subscribió un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú S.A., equivalentes al 39,01% de la propiedad, por un valor de US$413 millones. La transacción terminó en septiembre, y como resultado de la operación, Enersis alcanzó el 58,60% de la participación económica de Edegel.

- Smartcity Santiago. En julio, Enersis, a través de su filial Chilectra inaugura la primera ciudad inteligente de Chile en Ciudad Empresarial. Para el evento, se contó con la presencia del consejero delegado de Enel, Francesco Starace y del ministro de Energía Máximo Pacheco.

- El 31 de julio de 2014, Enel Energy Europe S.R.L. hoy Enel Iberoamérica SRL, accionista mayoritario de Endesa, S.A. (con 92,06% de su capital social) propuso la adquisición del 100% del capital social de Endesa Latinoamérica, SA. La operación fue concluida en octubre de 2014, y como resultado Enel S.A. pasó a controlar directamente el 60,62% de Enersis

- En marzo de 2014 se recibió el ICSARA N°1 (Informe Consolidado de Solicitud de Aclaraciones, Rectificaciones y/o Ampliaciones N°1) del EIA para la optimización de Bocamina II, con las observaciones de los servicios ambientales pertinentes. A fines de septiembre de 2014, la Adenda N°1 del EIA con las respuestas al ICASARA N°1 ingresa al Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Respecto de la orden de no innovar, emitida por la Corte de Apelaciones de Concepción y que mantiene paralizada la operación de la segunda unidad desde diciembre de 2013, en noviembre de 2014 la Tercera Sala de la Corte Suprema levanto la ONI estableciendo que la segunda unidad puede volver a operar si cumple con dos condiciones: i) tener afinada la instalación del desulfurizador de Bocamina I, 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.



Inversiones y Actividades Financieras

Inversiones Relevantes Asociadas al Plan de Inversiones de la Compañía

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

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

Para el período comprendido entre el año 2015 y el 2019, esperamos desembolsar Ch$ 5.854 miles de millones en base consolidada en inversiones en las filiales controladas, relacionadas con inversiones actualmente en desarrollo, mantenimiento de nuestras redes de distribución, mantenimiento de las plantas de generación existentes, y en los estudios necesarios para desarrollar otros potenciales proyectos de generación.

La tabla que aparece a continuación muestra los gastos de capital que se espera realizar desde 2015 a 2019 y los gastos de capital incurridos por nuestras filiales en los años 2014, 2013 y 2012.

	Inversión (1) (en millones de Ch$)			
	2015-2019	2014 (1)	2013 (1)	2012 (1)
Chile	1.480.142	197.653	128.240	125.601
Fuera de Chile	4.373.971	891.709	646.580	581.690
Total	**5.854.113**	**1.089.362**	**774.820**	**707.291**

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

Inversiones en los Años 2014, 2013 y 2012

Nuestras inversiones de capital en los últimos tres años están relacionadas principalmente con el proyecto Bocamina II de 350 MW, en Chile, y el proyecto El Quimbo, de 400 MW, en Colombia, y a la mantención de capacidad instalada existente. Bocamina II inició sus operaciones comerciales en octubre de 2012 y el proyecto El Quimbo está aún en desarrollo. En julio de 2013 la planta "Reserva Fría", una turbina a gas de 183 MW que sirve como respaldo para el sistema peruano, inició sus operaciones en la región de Talara. En diciembre de 2014, la optimización del proyecto Salaco se completó, sumando un total de 145 MW al sistema colombiano. Adicionalmente también invertimos para: (i) expandir nuestro servicio de distribución en respuesta a la creciente demanda de energía, (ii) mejorar la calidad de servicio, (iii) mejorar la seguridad, y (iv) reducir las pérdidas de energía, especialmente en Brasil.

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

- El Quimbo: emisión de bonos locales e internacionales.
- Bocamina II: fondos generados por la compañía.
- Reserva Fría: leasing.
- Salaco: fondos generados por la compañía.

Proyectos Actualmente en Desarrollo

Nuestros proyectos en desarrollo más importantes son:

Proyecto El Quimbo: Central hidroeléctrica de 400 MW de potencia, la que se espera que entre en operación durante 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 terminda en 2018.

Adicionalmente planeamos continuar expandiendo los servicios de distribución, reducir las pérdidas de energía y a su vez, mejorar la eficiencia y la rentabilidad de nuestras operaciones de distribución en Chile y en el exterior.

En términos generales se espera que los proyectos en desarrollo se financien con recursos a ser provistos por financiamiento externo así como con recursos generados internamente para cada uno de los proyectos descritos.

Generación

Nuestros gastos de capital en generación totalizaron $622 mil millones en 2014, de los cuales $258 mil millones fueron incurridos en Chile y $3.640 mil millones fuera del país, mientras que en 2013, estos gastos totalizaron $425 mil millones, de los cuales $135 mil millones fueron incurridos en Chile y el resto en el extranjero.

En Chile nuestras principales inversiones durante 2014 estuvieron concentradas en terminar las obras pendientes de Bocamina II, de 350 MW de potencia y el inicio de la Central Hidroeléctrica de Pasada Los Cóndores, de 150 MW de potencia. En Colombia, nuestra principal inversión de expansión estuvo concentrada en la construcción del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, de 400 MW de potencia y la puesta en servicio de unidades de las Centrales Darío Valencia Samper, Salto II, Laguneta y Limomar, todas del Proyecto Cadena Salaco que ampliará en 145 MW la potencia del complejo en Colombia. En Perú, Chile y Brasil, se continua con inversiones para los estudios y desarrollo del pipeline de proyectos tanto hidráulicos como termoeléctricos.

En Argentina, durante el año 2014 Central Costanera tuvo aportes del Gobierno Argentino por el proyecto Plan ENCOS por $48 mil millones, mientras que el 2013 recibió $36 mil millones. Sin embargo, estos aportes no están considerados en el total de los gastos de capital aquí informados.

Distribución

Durante 2014 se realizaron inversiones por $593 mil millones, principalmente para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, vía la inversión no solo en conexión de éstos, sino también en aumentos de capacidad y reforzamiento de las instalaciones en AT, MT y BT de las compañías. De este total, $67 mil millones fueron incurridos en Chile y $527 mil millones fuera del país. Por otra parte, en 2013, se realizaron inversiones por $455 mil millones (homogenización por el cambio de Norma de Consolidación), para atender las necesidades de consumo, producto del crecimiento demográfico y de nuevos clientes, como también para mejorar la calidad del servicio. De este total, $56 mil millones fueron incurridos en Chile.

En Chile, durante 2014, Chilectra y filiales (Colina y Luz Andes) realizaron inversiones por un total de $67 mil millones relacionadas principalmente a satisfacer el crecimiento de la demanda de energía, calidad de servicio, seguridad y sistemas de información.

Destaca en el ejercicio 2014, la puesta en servicio de 75 MVA adicionales en la capacidad de transformación, particularmente en las Subestaciones Lo Valledor (110/12 kV), Santa Elena (110/12 kV) y Altamirano (110/12 kV), cada una con una ampliación de 25 MVA. Asimismo, se realizaron trabajos para aumentar la inyección de potencia reactiva en la S/E Ochagavía, en 80 MVAR.

Finalmente, se ha avanzado en el aumento de la capacidad de interconexión 220/110 kV en S/E Chena, en 400 MVA, y en la construcción de la nueva S/E Chicureo (200 MVA capacidad), comienzo de puesta en servicio con transformador de 25 MVA, que tiene por objetivo reforzar la capacidad de la zona norte del gran Santiago, estas obras están prevista para entrar en servicio los primeros meses del 2015.

En redes AT, durante el año 2014 se ha continuado con los trabajos de construcción de la Línea 220 kV Tap Chicureo, la cual se espera su puesta en servicio para el primer semestre del año 2015.

Desde el punto de vista preventivo, se finaliza la readecuación de 21 Bancos de Condensadores de MT, en subestaciones de Poder, acción que apunta al potenciamiento de la seguridad de las instalaciones y al prolongamiento de la vida útil de estos equipos. Mientras, desde el punto de vista de sistemas, durante el mes de mayo 2014 entra en funcionamiento el nuevo Scada con un respaldo ante fallas del sistema principal.

En redes MT, se construyeron 2 nuevos alimentadores: Alimentador Maulen (12 kV) en la S/E Chacabuco y Alimentador Haydn (12 kV) en la S/E San Joaquin. Y para el suministro de grandes clientes, el Alimentador Titanium (12 kV) en la S/E Vitacura y Alimentador Vista Alegre (12 kV) en la S/E Bicentenario. También se avanzó en la construcción de otros 6 alimentadores que se pondrán en servicio durante el año 2015.

Finalmente se continuó en la inversión destinada a aumentar la automatización de la red M.T. en Chilectra S.A., incorporando más de 80 nuevos equipos telecontrolados desde el Centro de Operación del Sistema, alcanzando un total de 600 equipos en esta condición. Esto se potenciará con el Plan Acelerado de Telemando de la Red de Media Tensión tendiente a incorporar nuevos equipos telecontrolados en un período de 5 años. Dentro de este proceso, se puso en servicio el proyecto Automatización Smart City Santiago en la zona de Ciudad Empresarial en el primer trimestre del año, como también el proyectos de Auto Reconfiguración de la Red MT en las zonas de Lampa y Colina, están permitiendo y permitirán que nuestros clientes disfruten de un nivel de calidad de servicio de alto estándar y de nivel internacional. En Argentina, nuestra filial Edesur, llevó a cabo inversiones por cerca de $131 mil millones principalmente relacionadas al plan de inversiones presentado al gobierno argentino de acuerdo a las obligaciones de la resolución 10/2014. Este plan implicó realizar importantes obras de infraestructura eléctrica permitiendo ampliar y renovar redes de alta, media y baja tensión.

En el caso de Brasil, la inversión total alcanzó a $205 mil millones. En particular, Ampla realizó inversiones por un total de $137 mil millones, principalmente concentrada en proyectos de reducción de pérdidas, calidad de las redes de distribución y conexión de nuevos clientes.

En el caso de Coelce, la inversión totalizó los $67 mil millones, principalmente por proyectos en redes y conexión destinados para incorporar nuevos clientes. También, se realizaron inversiones necesarias para soportar el sostenido crecimiento de la demanda que ha presentado el estado de Ceará durante los últimos años.

En Colombia, las inversiones realizadas totalizaron $106 mil millones en proyectos dirigidos a la expansión, para atender a nuevos clientes y satisfacer el crecimiento de la demanda en forma integral en las distintas tensiones de la red de distribución.

Las inversiones realizadas por Codensa se centraron principalmente en conexiones a nuevos clientes y en las redes para mejorar la calidad del servicio.

En Perú, Edelnor llevó a cabo inversiones por un monto total de $85 mil millones enfocadas principalmente a satisfacer el crecimiento en la demanda, buscando siempre reforzar la seguridad en los alimentadores de Media y Baja Tensión.

Actividades Financieras

Las actividades financieras del Grupo Enersis siempre han sido un tema relevante y prioritario. Se ha trabajado en mejorar el perfil financiero tanto de Enersis como de sus filiales, emitiendo capital y deuda a las mejores condiciones existentes en el mercado.

De los hechos financieros más relevantes en la historia de Enersis, destacan, entre otros, los siguientes acontecimientos:

Entre 1988 y 1992 la acción de Enersis comenzó a transarse en las bolsas locales y el 20 de octubre de 1993, en la Bolsa de Nueva York (NYSE), a través de los ADS, bajo su nemotécnico ENI.

En febrero de 1996, Enersis realizó una segunda emisión de acciones tanto en el mercado local como internacional. Adicionalmente, emitió bonos en Estados Unidos por un monto total de US$800 millones, con vencimientos en 2006, 2016 y 2026.

En febrero de 1998, Enersis volvió a aumentar su capital y emitió bonos por un monto de US$200 millones.

En 2000, realizó un nuevo aumento de capital por US$525 millones aproximadamente.

En 2001, el 17 de diciembre, se comenzaron a transar en el Mercado de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX) las acciones de Enersis bajo su nemotécnico XENI.

Entre junio y diciembre de 2003, Enersis realizó un aumento de capital, lo que permitió incrementar la base patrimonial de la compañía en más de US$2.000 millones.

En 2012 se realizaron operaciones financieras, tanto refinanciamientos como nuevos financiamientos y coberturas, en las empresas filiales extranjeras por un monto total equivalente a US$1.376 millones, de los cuales US$117 millones provienen de Argentina, US$533 millones de Brasil, US$623 millones de Colombia y US$104 millones de Perú.

En marzo de 2013 finalizó exitosamente un nuevo aumento de capital de Enersis por más de US$ 6.000 millones, el más grande realizado por una empresa chilena.

Debido a enmiendas realizadas entre los años 2006 y 2010 a los contratos de bonos locales, bonos Yankee, y líneas de crédito bajo la Ley de Nueva York de Enersis y Endesa Chile, a la fecha eventos de incumplimiento de cualquier subsidiaria extranjera no tiene efecto en las deudas de las matrices chilenas.

Finanzas Nacionales

Enersis consolidado cuenta al cierre de 2014 con líneas de crédito comprometidas disponibles por un equivalente a US$808 millones.

Asimismo, Enersis y Endesa Chile y sus respectivas filiales tanto en Chile como en el extranjero, cuentan al cierre de 2014 con líneas de crédito no comprometidas disponibles por un equivalente a US$788 millones.

Durante 2014, Enersis mantuvo disponible para giro la totalidad del programa de bonos locales por UF 12,5 millones, programa inscrito en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros en febrero de 2008.

Al cierre de 2014 permanecían sin utilizar las Líneas de Efectos de Comercio por un monto máximo total de hasta US$200 millones tanto para Enersis como para Endesa Chile. Estas Líneas de Efectos de Comercio fueron inscritas en enero de 2009 en el Registro de Valores de la Superintendencia de Valores y Seguros.

Adicional a los contratos de créditos rotativos y programas de bonos ya señalados, tanto Enersis como Endesa Chile con sus filiales chilenas terminaron con una caja disponible de US$1.630 millones, correspondiendo a Enersis la suma de US$1.547 millones y a Endesa Chile US$83 millones.

Respecto a la deuda financiera consolidada de Enersis a diciembre de 2014, ésta alcanzó a US$5.986 millones. De este monto, US$3.505 millones corresponden a Endesa Chile consolidado. Esta deuda está compuesta principalmente por bonos internacionales, bonos locales y deuda bancaria.

Cabe señalar que la caja consolidada de Enersis finalizó en US$2.805 millones, con lo cual, la deuda neta consolidada alcanza a US$3.182 millones. Sin embargo se mantiene US$148 millones en instrumentos colocados mayores a 90 días.

En cuanto a financiamientos con bonos internacionales, durante 2014, Endesa Chile emitió un bono yankee por US$400 millones y a la fecha mantiene vigente la deuda por US$200 millones, contratado en julio de 2003 y que tiene vencimiento final en julio de 2015.

Finanzas Internacionales

El año 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 estimulo 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 Enersis.

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 Enersis 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$3.700 millones principalmente por emisiones en Brasil, Chile y Colombia, y coberturas de Endesa Chile.

Principales Operaciones Financieras Concretadas

Argentina

Endesa Costanera refinanció una deuda comercial con Mitsubishi Corporation, inicialmente por 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.

Central Dock Sud, formalizó operación de capitalización por US$134 millones en deuda y efectivo, lo que permitió reparar su situación patrimonial y quedar sin deuda.

Brasil

Ampla emitió un bono local por un importe de US$113 millones a un plazo de 5 años y contrató líneas de crédito comprometidas por US$64 millones. Coelce por su parte, se financió mediante préstamos bancarios por US$169 y contrató líneas de crédito comprometidas por US$72 millones.

Colombia

Emgesa emitió bonos locales por un importe de aproximadamente US$247 millones a plazos de 6, 12 y 16 años para el financiamiento del proyecto hidroeléctrico El Quimbo y para refinanciar vencimientos de deuda. Codensa en tanto, emitió bonos locales por US$77 millones a un plazo de 7 años.

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.

Edelnor realizó emisiones de bonos locales por un monto de US$130 millones y ha formalizado líneas de crédito comprometidas por US$38 millones.

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$), 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, en Chile se contrataron forwards por US$523 millones para cubrir flujos provenientes de las filiales extranjeras en distintas monedas.

Tipo de Interés

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

Al cierre de diciembre, el nivel consolidado de deuda fija más protegida sobre la deuda neta total fue de 86%.

Clasificación de Riesgo

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

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

Las filiales de Enersis tienen una sólida situación financiera y posición de liderazgo en los distintos mercados donde operan (con excepción de las filiales ubicadas en Argentina).

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

- El 09 de julio de 2014, Feller Rate confirmó en "AA" la calificación local vigente para los programas de bonos, acciones y efectos de comercio, ratificando además las perspectivas estables.

- Asimismo, el 06 de agosto 2014, Fitch Rating ratificó la clasificación en moneda local y extranjera de Enersis en "BBB+", así como también su clasificación de largo plazo en escala nacional en 'AA(cl)'. Las perspectivas son "estables".

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

- Finalmente, la agencia Clasificadora de Riesgos Moody's ratificó la clasificación corporativa en Baa2 para Enersis con perspectivas estables el 27 de diciembre de 2014.

Los ratings están apoyados en el diversificado portafolio de activos que posee la compañía, fuertes parámetros crediticios, adecuada composición de deuda y amplia liquidez. La diversificación geográfica de Enersis en Latinoamérica provee una cobertura natural frente a las diversas regulaciones y condiciones climáticas.

Clasificación Internacional

Enersis	S&P	Moody's	Fitch
Corporativo	BBB+ / Estable	Baa2 / Estable	BBB+ / Estable

Clasificación Local

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

Propiedades y Seguros

Enersis es propietaria de algunos equipos y subestaciones ubicados en la Región Metropolitana y está adscrita a un programa mundial de cobertura de riesgos, tanto en daños materiales, terrorismo, interrupción de negocios y responsabilidad civil liderado por su matriz ENEL, estándolo todas sus filiales.

Marcas

La sociedad tiene registrada la marca ENERSIS en productos, servicios, establecimiento industrial y establecimiento comercial.

Proveedores, Clientes y Competidores Relevantes

Siendo Enersis una empresa que opera principalmente en el ámbito de la generación y distribución de energía eléctrica se ha adoptado por considerar, además de los propios que corresponda, a los proveedores, clientes y competidores más relevantes de sus principales filiales tanto en Chile como en el resto de los países en Latinoamérica donde tiene presencia:

En concordancia con lo anterior, se estableció que los proveedores, clientes y competidores más relevantes para la compañía son:

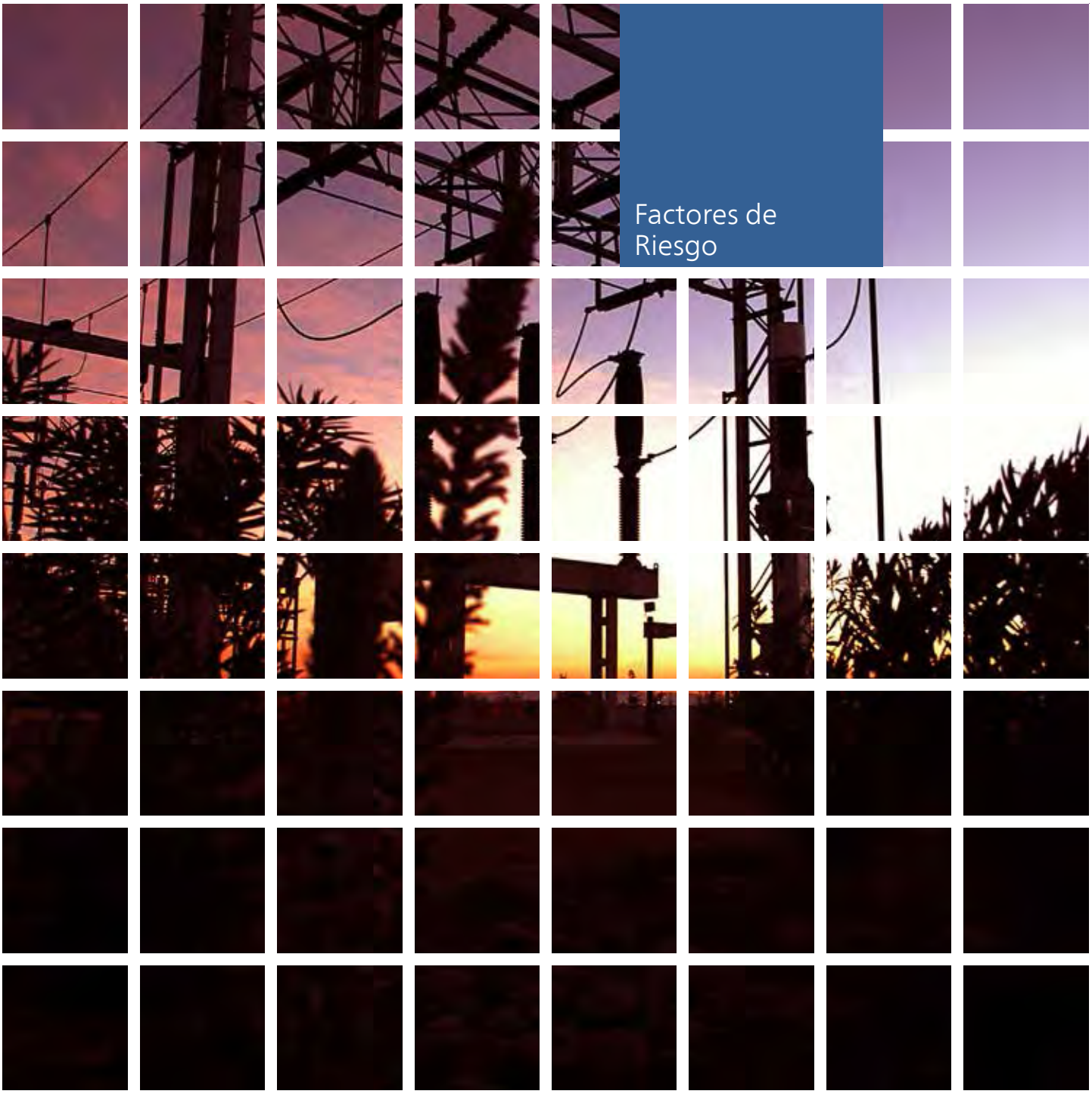
Chile: Gerdau Chile, Grupo CMPC, Grupo Mall Plaza, Grupo CGED, Grupo SAESA, Grupo Chilquinta, Grupo Emel, Colbún, Guacolda, AES Gener, Hidroléctrica La Higuera, Hidroeléctrica La Confluencia, Pacific Hydro, E-CL (Suez), Importadora y Exportadora Clever Ltda., Schaffner S.A., Cam Chile S.A., Ferrovial Agroman Chile S.A., Salfa Empresa de Montajes S.A., Inerco Ingeniería y Tecnología, Akeron –CAF Servicios Industriales Ltda., MItsubischi Corporation, Voith Idro Ltda.

Argentina: Sadesa, AES, Pampa, Petrobras, YPF ENERG (ex Pluspteg), Minera Lumbrera, Chevron Argentina, Petroquímica Comodoro Rivadavia, Duke Energy, Albanesi, GCBA, AYSA S.A., Coto C.I.C.S.A., Telefónica, Metrovías, Soc. Integrada de Buenos Aires UTE, Prysmian Energía Cables y Sistemas, Leccentros S.A., Contrucsur S.R.L., Tecnodock S.R.L, Duro Felguera Arg. S.A., DF Services Masa Oper. Int. S.L., Ansaldo Energia S.P.A, Masa Argentina S.A., Reivax S.A. Automacao e Controle, Imc SRL - Mei SRL UTE, Enrique Félix Zippilli, Turismo Patagonia S.A., Integratech, S.A.

Brasil: Energisa, Cedae, Holcim, Ingredion, Cibrapel, AES Distribución, CPFL Distribución, Neoenergía Distribución, Copel Distribución, Light, Cagece, MDias Branco, Fapija, Ambev, Cearaportos, Rhodia, Peugeot, Vicunha, Romi, CSN, Electrobras Generación, Cemig Generación, AES Tiete, CPFL Generación, Duke Brasil Generación, Compel Const, Mont. Proj. Elet. Ltda., Personal Service Rec, Hum. Asses. Emp, Landis+GYR Equip. Medicao Ltda., Cam Brasil Multiservicos Ltda., Genom Geral de Engenharia e Mont, S.A., Cosampa Projetos e Construcoes Ltda., Endicon Eng. Instalacoes e Const. Ltd., B & Q Energia Ltda., Eficaz Engenharia e Servicos Ltd., Citeluz Servicos de Iluminacao Urba., Biotérmica Energia S.A., Andritz Hydro Inepar do Brasil S/A, Voith Hydro Ltda., Safira Admin, Comercializadora, Energia Solucoes S.A., Alstom Power O & M Ltda., Alstom Brasil Energia e Transp. Ltda., Cegece, Hidroplas Industria e Comércio Ltd., PB Construcoes Ltda.

Colombia: EPM, Isagen, Gecelca, Chivor, EPSA, Caribe, Emsa, CEO, Familia S.A., E.A.B. ESP, Ecopetrol S.A., Cencosud S.A., Triple A S.A. ESP, EEPPM, Electricaribe S.A. ESP, Dicel, Deltec S.A., Cam Colombia Multiservicios SAS, Consorcio Mecam, Cenercol S.A., Villa Hernández y Compañía SAS, Transportes C&C, Transportes Especializados JR SAS., Alumbrado Público Bogotá, San Miguel Industriales PET S.A., Telefónica Móvil de Colombia, Fiscalía General de la Nación, Ministerio de Hacienda, Corporación de Taxis de Colombia S.A.

Perú: Vorantim Metais Cajamarquilla, Luz del Sur, Cía. Minera Antamina, Chinalco, Enersur S.A., Kallpa Generación S.A:, Electroperú, Duke Energy, Celepsa, Corporación Celima, Filamentos Industriales S.A., Corporación Lindley S.A., Peruana de Moldeados S.A., Lima Airport Partners S.R.L., Coelvisac, Termoselva S.R.L., Duke Energy Egenor S.E.P.A., Siemens Energy Inc., Siemens S.A., Siemens S.A.C., Skanska del Perú S.A., Yikanomi Contratistas Generales SAC., Cobraperú S.A., Calatel Infraestructuras y Servicio, Consorcio Nortelec, Compañía Americana de Multiservicios, Indeco S.A.



Factores de Riesgo

Las empresas del Grupo Enersis 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 Enersis.

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 86% 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 Enersis según tasa de interés fija más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición Neta

	31-12-2014 %	31-12-2013 %
Tasa de interés fijo	86%	72%
Tasa de interés variable	14%	28%
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 y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.

- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución del dólar.

- 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 Enersis es en base a flujos de caja y contempla mantener un equilibrio entre los flujos indexados a US$ u otros 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 Enersis 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 y otras variables.

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.

Riesgo de Liquidez

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

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

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M$ 1.704.745.491 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 353.263.488 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional, lo cual alcanza para 66 meses de cobertura del calendario de vencimientos del Grupo. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M$ 1.606.387.569 en efectivo y medios equivalentes y M$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional, lo cual alcanzaba para 41 meses de cobertura del calendario de vencimientos del Grupo a ese entonces.

Riesgo de Crédito

El Grupo Enersis realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por Cobrar Comerciales

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

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

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

Activos de Carácter Financiero

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

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

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

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

Medición del Riesgo

El Grupo Enersis 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 pérdida 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 implícitas 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 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 los posibles incrementos de valor razonable de la cartera en un día.

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

Posiciones financieras	31-12-2014 M$	31-12-2013 M$
Tipo de interés	33.135.363	17.236.855
Tipo de cambio	1.065.881	3.074.168
Correlación	(1.187.257)	(390.965)
Total	**33.013.987**	**19.920.058**

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

Los factores de riesgo, asimismo, pueden extenderse a los siguientes ámbitos:

Una crisis financiera, u otra crisis, en cualquier 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 los costos de combustible para nuestras 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 incrementar 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 nuestras operaciones y nuestra condición financiera, así como el valor de nuestros títulos.

Todas nuestras operaciones se ubican en cinco países de Sudamérica. Por consiguiente, nuestros 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 tenemos inversiones u operaciones, nuestra condición financiera y los resultados operacionales pudieran verse adversamente afectados. Además, tenemos inversiones en países de economía volátil, tales como Argentina. La generación de caja insuficiente de nuestras 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 nuestros ingresos operacionales es generada en Brasil, Chile y Colombia, y el 89% de nuestros ingresos operacionales en 2014 se derivaron de nuestras operaciones en estos países. Como consecuencia, nuestra condición financiera y resultados operacionales son fundamentalmente dependientes del desempeño de las economías brasilera, 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. Los mercados financieros y de valores de Brasil, Chile y Colombia, pueden verse adversamente afectados por eventos en otros países y tales efectos pueden afectar el valor de nuestros títulos.

Un deterioro de la situación económica 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 con respecto al dólar estadounidense durante 2014. Debido a la caída del valor del peso argentino con respecto a las monedas extranjeras, el gobierno argentino ha implementado políticas para limitar las compras de dólares. El Banco Central de Argentina elevó la tasa de interés de referencia, aumentando el costo de financiamiento para los bancos y el de las empresas del sector privado. Aunque el ritmo de la devaluación del peso argentino frente al dólar estadounidense se ha desacelerado recientemente, el aumento de interés de los depósitos ha sido insuficiente para compensar los aumentos en la inflación. La devaluación del peso argentino podría continuar en 2015, como también en los próximos años.

Si la economía de Argentina fuera considerada como hiperinflacionaria, se utilizaría un índice general de precios

para presentar a los montos relacionados con las filiales en este país en los Estados Financieros consolidados, 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 incrementó la tasa de interés sobre los préstamos acortó los plazos de los vencimientos. La liquidez en el mercado de derivados también se deterioró, lo que limitó el acceso a los "swaps" de deuda denominados en pesos argentinos a otras monedas. Nuestra deuda denominada en pesos argentinos está, por lo tanto, expuesta a una mayor devaluación del peso argentino.

Sobre la base de información de los mercados e informes de las agencias de riesgo crediticio, la solvencia soberana de Argentina también se deterioró durante el 2014. 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 nuestro 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 impuestos a las empresas. Las actuaciones gubernamentales, en estos paises 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 el año 2010, expropió el 51 % de Repsol en YPF en 2012 e impusieron controles de cambios en 2014, lo que limitó el acceso de monedas extranjeras a Argentina. 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 nuestra rentabilidad. La inflación, devaluación, inestabilidad social y otros eventos políticos, económicos o diplomáticos, incluyendo la respuesta de los gobiernos de la región a estas circunstancias, podría también reducir nuestra rentabilidad. Cualquiera de estos escenarios podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

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

Nuestras 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. Nuestras 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 nuestras 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 Bío-Bío, seguido de un tsunami muy destructivo. Nuestras plantas generadoras Bocamina I y Bocamina II, que están ubicadas cerca del epicentro, experimentaron daños significativos como consecuencia del terremoto.

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

Al 31 de diciembre de 2014 nuestra deuda financiera neta totalizó Ch$ 3.711 mil millones.

Nuestra deuda financiera tenía el siguiente calendario de vencimientos:

- Ch$ 422 mil millones en 2015;
- Ch$ 972 mil millones en el periodo 2016 – 2017;
- Ch$ 643 mil millones en el periodo 2018 – 2019; y
- Ch$ 1.674 mil millones más adelante.

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

- Ch$ 151 mil millones para Chile;
- Ch$ 93 mil millones para Colombia;
- Ch$ 79 mil millones para Brasil;
- Ch$ 63 mil millones para Perú; y
- Ch$ 36 mil millones para Argentina.

Algunos de nuestros contratos de deuda están sujetos a (1) cumplimiento de ratios financieros, (2) obligaciones de hacer y de no hacer, (3) eventos de incumplimiento, (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 de nuestro endeudamiento financiero 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 nosotros o nuestras filiales incumplan en alguna de estas disposiciones significativas, nuestros acreedores y tenedores de bonos pueden exigir el pago inmediato, y alguna porción de nuestra deuda podría llegar a ser vencida y exigible. Por ejemplo, el 31 de diciembre de 2014, nuestra 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 de 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, Ch $ 21 mil millones adicionales también se acelerarían y El Chocón se declararía en bancarrota.

Podríamos también no tener la capacidad de obtener los fondos requeridos para completar nuestros 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 nuestra capacidad para financiar estos proyectos e inversiones.

Creemos que Argentina continúa siendo el país con el más alto riesgo de refinanciamiento. Al 31 de diciembre de 2014, la deuda financiera con terceros de nuestras filiales argentinas alcanzó los Ch$ 80 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 nuestros acreedores no estuviesen dispuestos a renovar la deuda al vencimiento y no tuviéramos la posibilidad de refinanciar esas obligaciones, podríamos caer en incumplimiento en esa deuda.

Una incapacidad de nuestra parte para financiar nuevos proyectos o gastos de capital o refinanciar nuestra deuda existente podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Es posible que no seamos capaces de efectuar inversiones, alianzas o adquisiciones apropiadas

De manera continua verificamos las perspectivas de adquisiciones que puedan aumentar nuestra cobertura de mercado o complementar los negocios existentes, aunque no podemos asegurar que seremos capaces de identificar y concretar transacciones de adquisiciones apropiadas en el futuro. La adquisición e integración de empresas independientes que no controlamos es, generalmente, un proceso complejo, costoso y que consume tiempo, y que requiere de importantes esfuerzos y gastos. Si llevamos a cabo una adquisición, podría 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 nuestra 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 nuestro negocio, condición financiera o resultado de las operaciones.

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

Aproximadamente el 52 % de nuestra capacidad instalada de generación consolidada en el año 2014 era hidroeléctrica. Por lo tanto, condiciones hidrológicas extremas pueden afectar nuestro negocio y pueden causar un efecto adverso sobre nuestros 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 influencian la regularidad de la lluvia y pueden llevar a sequías. Por ejemplo, en Brasil, donde el 67% de nuestra capacidad instalada es hidro, ha afectado el funcionamiento del sistema, obligando a un alto uso de las térmoeléctricas. Esto ha aumentado los precios spot a sus límites superiores, induciendo cambios en la regulación y las condiciones de funcionamiento vulnerables.

Durante los períodos de sequía, las centrales térmicas, incluyendo nuestras instalaciones que utilizan gas natural, petróleo o carbón como combustible, se despachan con mayor frecuencia. Los gastos de operación en las plantas térmicas pueden ser considerablemente más altos que los de las plantas hidroeléctricas. Nuestros gastos operacionales aumentan durante estos períodos y, dependiendo de nuestros compromisos comerciales, es posible que tengamos que realizar compras de electricidad en el mercado spot con el fin de cumplir con todas nuestras obligaciones contractuales. El costo de estas compras de electricidad puede superar el precio al que debemos vender la electricidad contratada, ocasionando pérdidas por esos contratos.

Las normas gubernamentales pueden afectar adversamente nuestro negocio.

Estamos sujetos a extensas regulaciones de tarifas que nosotros aplicamos a nuestros clientes y a otros aspectos de nuestro negocio, y estas regulaciones pueden tener un impacto adverso en nuestra rentabilidad. Por ejemplo, el Gobierno chileno o brasileño puede imponer un racionamiento eléctrico durante sequías o durante fallas prolongadas en las centrales. Durante el racionamiento, si no podemos generar la electricidad suficiente para cumplir con nuestras obligaciones contractuales, posiblemente nos veríamos obligados a comprar electricidad en el mercado al precio spot, puesto que incluso una sequía severa no nos libera de nuestras obligaciones contractuales como un evento de fuerza mayor. El precio spot puede ser significativamente mayor que nuestros 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 no tenemos la capacidad de comprar la electricidad suficiente en el mercado spot para satisfacer todas nuestras obligaciones contractuales tendríamos que compensar a nuestros clientes regulados por la electricidad que no pudimos suministrar al precio racionado. Periodos de racionamiento pueden presentarse en el futuro y consecuentemente, nuestras 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 que operamos, podrían afectar de manera adversa nuestro negocio, los resultados de la operación y la condición financiera.

Las autoridades gubernamentales pueden también demorar los procesos de revisión tarifaria en la distribución o los ajustes de tarifas determinados por las autoridades gubernamentales pueden insuficientes para traspasar nuestros costos (como ha sido el caso de Edesur, nuestra filial de distribución en Argentina y con Ampla y Coelce, nuestras subsidiarias de distribución brasileñas, en 2014). De manera análoga, las regulaciones sobre electricidad emitidas por las autoridades gubernamentales en los países en los que operamos puede afectar la capacidad de nuestras empresas de generación para obtener los ingresos suficientes para compensar los costos de operación, éste ha sido el caso de Costanera y Dock Sud en Argentina.

La incapacidad de una compañía de nuestro 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 nuestro 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 cambios 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 sean utilizados.

El desarrollo y rentabilidad de nuestro negocio podrían verse afectado adversamente si los derechos del agua son denegados o si se otorgan concesiones de agua con una 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 rediseñó 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 Becker. 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 Becker 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, nuestra 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 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 nuestras filiales, lo que podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y condición financiera.

Nuestro negocio eléctrico puede estar sujeto a multas regulatorias en los cinco países en que operamos 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 (o "UTA"), o Ch$ 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 (o "UIT"), o Ch$ 1.080 millones, usando las UIT y los tipos de cambio al 31 de diciembre de 2014. En Colombia, las multas pueden ser impuestas hasta por un máximo de 2.000 Salarios Mínimos Mensuales, o Ch$ 312 millones, usando el Salario Mínimo Mensual y los tipos de cambio al 31 de diciembre de 2014. En Argentina no hay límite máximo para las multas relevantes. En Brasil las multas pueden llegar hasta el 2,0 % de los ingresos de la empresa de electricidad.

Nuestras filiales de generación eléctrica, son supervisadas por los entes reguladores locales y pueden quedar afectas a estas multas si, en la opinión del ente regulador, las fallas operacionales que afectan el normal suministro de energía al sistema son de responsabilidad de la compañía; tal como cuando los agentes no se coordinan con el operador del sistema. También, nuestras 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 del control de nuestras filiales.

Por ejemplo, en 2014 ANEEL impuso multas de Ch$ 5 mil millones sobre Ampla y Ch$ 6,4 mil millones sobre Coelce debido a fallas de operación, técnicas y comerciales. En 2014, ENRE impuso multas sobre Edesur por un total de Ch$ 7,6 mil millones más una compensación de Ch$ 27,6 mil millones a los clientes. En 2011, la Superintendencia de Electricidad y Combustibles chilena, impuso multas a Endesa Chile, Pehuenche y Chilectra por un total de 1.947 UTA (aproximadamente Ch$ 1.023 millones), debido a un apagón que tuvo lugar en la Región Metropolitana de Santiago en marzo de 2010.

Para cumplir con nuestras obligaciones de pago dependemos en parte de los pagos de nuestras filiales, empresas de administración conjunta y afiliadas.

Para pagar nuestras obligaciones dependemos en parte del efectivo que recibamos de nuestras 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 hemos sido capaces de acceder a los flujos de caja de nuestras filiales chilenas, pero no siempre hemos tenido la capacidad de acceder al flujo de caja de nuestras filiales no chilenas debido a regulaciones gubernamentales, consideraciones estratégicas, consideraciones económicas y restricciones de crédito.

Nuestros 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 contar con en los flujos de efectivo de las operaciones de aquellas entidades para el pago de nuestra deuda.

Límites sobre los dividendos y otras restricciones legales. Algunas de nuestras 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 nuestras filiales y asociadas para pagar dividendos, y hacer amortizaciones de créditos u otras distribuciones a nosotros si los hubiese. Adicionalmente, la capacidad de cualquiera de nuestras filiales que no son de propiedad exclusiva nuestra para distribuir efectivo puede verse limitada por los deberes fiduciarios de los directores de dichas filiales frente a los accionistas minoritarios. Más aún, algunas de nuestras filiales pueden verse obligadas por autoridades locales a disminuir o eliminar el pago de dividendos. Como consecuencia de dichas restricciones, cualquiera de nuestras filiales podría, en ciertas circunstancias, verse impedida para distribuir efectivo a nosotros.

Restricciones contractuales. Restricciones para la distribución de dividendos incluidos en algunos convenios de crédito de nuestras filiales 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, nuestros convenios de crédito prohíben hacer cualquier tipo de distribución si hay en curso un evento de incumplimiento.

Resultados operacionales de nuestras filiales. La capacidad de nuestras filiales y asociadas para pagar dividendos, amortizaciones de créditos o efectuar otras distribuciones a nosotros está limitada por sus resultados operacionales. En la medida en que las necesidades de caja de cualquiera de nuestras filiales supere su caja disponible, dicha filial no podrá disponer de efectivo para distribuir a nosotros.

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

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

Las monedas de los países sudamericanos en que nosotros y nuestras filiales operamos han estado sujetas a grandes depreciaciones y apreciaciones con respecto al dólar y pueden tener importantes fluctuaciones en el futuro. Históricamente, una parte importante de nuestra deuda consolidada ha estado denominada en dólares. Aunque una parte sustancial de nuestros ingresos está vinculada al dólar, generalmente hemos estado y continuaremos estando expuestos de manera importante a las fluctuaciones de las monedas locales respecto al dólar, por causa de desfases temporales y otras limitaciones para ajustar nuestras tarifas al dólar.

En los países donde los flujos de caja operacionales están denominados en la moneda local, nosotros procuramos 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 nuestra deuda está denominada en dólares mientras que nuestros ingresos están mayoritariamente en pesos argentinos.

Debido a esta exposición, la caja generada por nuestras 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 recibimos los ingresos o en las que incurrimos en gastos, puede afectar nuestra condición financiera y los resultados operacionales.

Al 31 de diciembre de 2014, la deuda consolidada de Enersis era de Ch$ 3.711 mil millones (neta de instrumentos de cobertura cambiaria). De este monto, Ch$ 1.104 mil millones, o el 30%, estaba denominado en dólares y Ch$ 340 mil millones, ó 9% estaba denominado en pesos chilenos. Al 31 de diciembre de 2014, nuestra deuda consolidada en moneda extranjera (distinta de los dólares y los pesos chilenos) incluía el equivalente de:

- Ch$ 1.255 mil millones en pesos colombianos;
- Ch$ 705 mil millones en reales brasileros
- Ch$ 271 mil millones en soles peruanos, y
- Ch$ 36 mil millones, en pesos argentinos.

Estas cantidades totalizan Ch$ 2.267 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 Ch$ 1.705 mil millones (antes de ajustes de consolidación), de los cuales:

- Ch$ 583 mil millones, o el 34%, se generaron en Colombia;
- Ch$ 413 mil millones, o el 24%, se generaron en Brasil;
- Ch$ 267 mil millones, o el 16%, se generaron en Argentina;
- Ch$ 239 mil millones, o el 14%, se generaron en Perú; y
- Ch$ 203 mil millones, o el 12%, se generaron en Chile.

Estamos involucrados en diversos litigios

En la actualidad estamos involucrados en varios litigios que podrían concluir en decisiones desfavorables o multas financieras para nosotros. Continuaremos estando sujetos a litigios futuros que podrían tener consecuencias adversas sustanciales para nuestro negocio. (Ver detalle en Nota 36.3 de los EE. FF.)

Por ejemplo, en agosto de 2014, la Superintendencia Medioambiental multó a Endesa Chile por 8.640 UTA (aproximadamente Ch$ 4,5 mil millones) por presuntas faltas ambientales relacionados con la central termoeléctrica Bocamina II. Endesa Chile apeló a esta multa, la que 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 nuestras filiales de generación están sujetos a fluctuaciones de los precios de mercado de ciertas materias primas y a otros factores.

Tenemos 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 hemos celebrado. Nosotros y nuestras filiales tenemos 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 nosotros aplicamos en razón de estos contratos de venta de electricidad a largo plazo a precio fijo, lo cual podría afectar de manera adversa nuestros resultados operacionales y situación financiera.

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

Enel es dueña del 60,6 % del capital accionario de Enersis. Nuestro accionista controlador tiene la autoridad de determinar el resultado de la mayor parte de los temas importantes que requieren el voto de nuestros accionistas, tales como la elección de la mayoría de nuestros directores y, sujeto a ciertas restricciones contractuales y legales, la distribución de los dividendos. Enel puede también ejercer influencia sobre nuestras operaciones y estrategia de negocio. Sus intereses pueden en algunos casos diferir de los intereses de nuestros otros accionistas. 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 nosotros no tenemos participación accionaria.

La regulación ambiental en los países en los cuales operamos y otros factores pueden causar retrasos o impedir el desarrollo de nuevos proyectos, así como aumentar nuestros gastos de explotación y gastos de capital

Nuestras filiales operativas están sujetas a la regulación ambiental, la cual, entre otras cosas, exige que realicemos estudios de impacto ambiental para proyectos futuros y que obtengamos 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 para nosotros si ellos tienen éxito en sus demandas.

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 Nº13 del Ministerio del Medioambiente chileno, promulgado en enero 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 Nº20.780, que estableció un impuesto anual a las emisiones de contaminantes producidas por fuentes fijas que usen calderas y turbinas, para instalaciones a partir de 50 MW 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 nuestra 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 los resultados de las operaciones y la situación 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.

Nuestro 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, nosotros podríamos experimentar disminuciones en el suministro en nuestro sistema, lo que podría llevar a cortes de energía. Tales eventos podrían afectar adversamente nuestros resultados operativos y condiciones financieras.

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 los accionistas

Nuestra reputación es el fundamento de nuestra relación con los accionistas principales y otros grupos de apoyo. Si no tenemos la capacidad de administrar efectivamente o percibir problemas que pudieran afectar negativamente la actitud de la opinión pública hacia nosotros, nuestros resultados operativos y condiciones financieras podrían verse adversamente 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 de 2013, la central térmica Bocamina II ha encontrado importante oposición de parte de los sindicatos de pescadores del lugar, que afirman que nuestras instalaciones son perjudiciales para la vida marina y provoca contaminación, traduciéndose en el cierre temporal de la central. Aunque la Corte Suprema de Chile rechazó la demanda, la planta de energía ha permanecido sin conexión, pendiente a una nueva Resolución de Calificación Ambiental como consecuencia directa de la reclamación. Asimismo, el proyecto hidroeléctrico de El Quimbo en Colombia enfrenta constantes demandas sociales que han retrasado la construcción y el aumento de los costos. Desde el 27 de abril de 2014 a 12 de mayo de 2014, una huelga agrícola nacional que involucraba 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 nuestras actuales centrales térmicas también puede afectar nuestro 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 nuestra reputación puede ejercer una presión considerable sobre los reguladores, acreedores, y otros grupos de interés, y, en último término, llevar a que los proyectos y las operaciones no se desarrollen de manera óptima, 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 para nuestro nombre.

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

Un gran porcentaje de nuestros empleados son miembros de sindicatos que tienen convenios de negociación colectiva, los que necesitan ser renovados de manera regular. Nuestro negocio, condición financiera y resultados operacionales podrían verse adversamente afectados en caso de no alcanzar acuerdos con cualquiera de los sindicatos que representan tales empleados, o por un acuerdo con un sindicato de trabajadores que contenga condiciones que nosotros consideramos desfavorables. Las leyes de varios de los países en los operamos 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 nuestros costos más allá de lo que nosotros hayamos presupuestado.

Adicionalmente, algunos de nuestros empleados tienen habilidades altamente especializadas y ciertas acciones tales como huelgas, abandono de funciones, suspensiones, por estos empleados podrían impactar negativamente nuestro desempeño operacional y financiero, así como nuestra reputación.

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

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

Los sistemas IT son todos vitales para que nuestras filiales de generación puedan monitorear la operación de nuestras plantas, mantener el desempeño de la generación y de las redes, generar adecuadamente las facturas a nuestros clientes, alcanzar la eficiencia operacional y cumplir con nuestros objetivos y estándares de servicio. Nuestras filiales de distribución también podrían verse afectadas de manera adversa puesto que ellas confían de manera importante en los sistemas IT para monitorear sus mallas, los procesos de facturación para millones de clientes y las plataformas de servicios a los clientes. Fallas operacionales temporales o de larga duración de cualquiera de estos sistemas IT podrían tener un efecto material adverso en nuestros 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. Nosotros estamos expuestos a ataques de terroristas cibernéticos que apunten a dañar nuestros 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 nuestros clientes. Durante 2014, sufrimos dos ataques cibernéticos, impactando las sitios web públicos en Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú. En uno de los casos, el ataque resultó en una interrupción del servicio de 90 minutos.

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

Para entregar la electricidad que vendemos, dependemos de sistemas de transmisión de propiedad de otras empresas no relacionada con nosotros y operada por ellos. Esta dependencia nos expone a severos riesgos. Si la transmisión se interrumpe o la capacidad de transmisión es inadecuada, podemos quedar impedidos de vender y entregar nuestra electricidad. Si la infraestructura de transmisión de energía en una región es inadecuada, puede hacerse insuficiente la recuperación de nuestros costos de venta y nuestra utilidad. Si se impone una norma de regulación de precios de transmisión restrictiva, las compañías de transmisión sobre las que nos apoyamos pueden no tener incentivos suficientes para invertir en la expansión de infraestructura de transmisión, lo cual podría afectar adversamente nuestras operaciones y resultados financieros. 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. Además, el aumento de nuevos proyectos ERNC congestionan el sistema actual de transmisión, ya que son proyectos de rápida construcción, mientras que los nuevos proyectos de transmisión pueden tardar hasta siete años para ser construido.

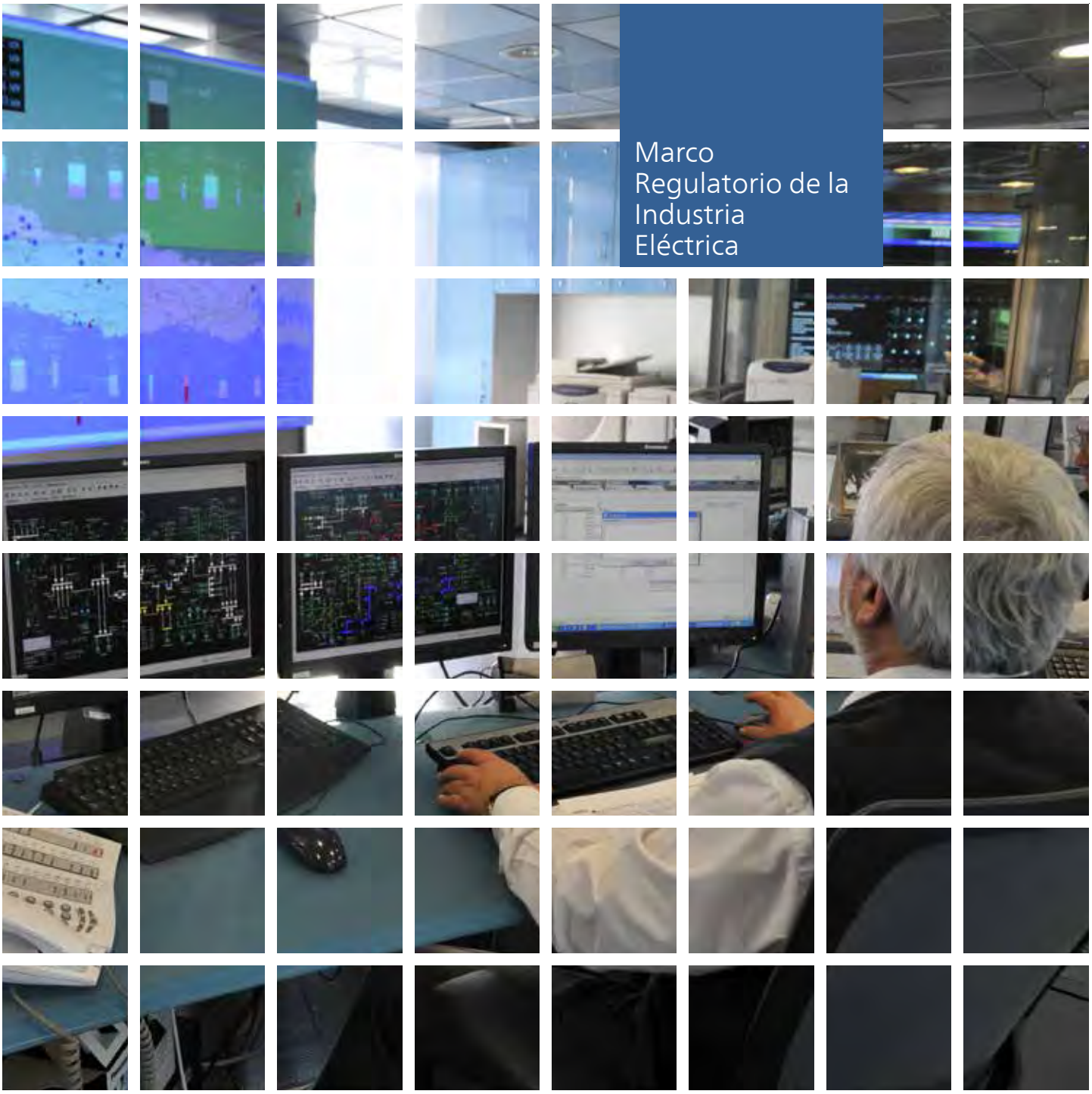
El 24 de septiembre de 2011 cerca de diez millones de personas localizadas en la zona central de Chile experimentaron un apagón , debido a una falla en la subestación Ancoa de Transelec. La falla produjo la interrupción de la línea de 500 kV, de doble circuito del SIC (el Sistema Interconectado Central 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 nuestro negocio, lo que podría afectar de manera adversa nuestros 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 nuestras 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 nuestras acciones ordinarias retiradas del programa ADS, en la cantidad, precio y momento en que quisieran hacerlo.

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

Todos nuestros activos se ubican fuera de los Estados Unidos. Todos nuestros directores, a excepción de 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 inversionista fuera a presentar una demanda en los Estados Unidos en contra de nuestros 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.



Marco Regulatorio de la Industria Eléctrica

Descripción del Sector Industrial

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

Argentina

Estructura de la Industria

El sector eléctrico argentino se rige, entre otras, por la Ley No. 15.336 de 1960 y la Ley No. 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. Nº 220/2007 y Resolución S.E. Nº 724/2008. Sin embargo, este régimen cambió sustancialmente en marzo de 2013, cuando la Secretaría de Energía aprobó la Resolución S.E Nº 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 Nº 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 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 nuestra compañía participada "Empresa Distribuidora de Energía del Sur, S.A." (Edesur), en al año 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 Nº 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 º 240/2003 tiene por objeto evitar la indexación de precios vinculado al dólar y, a pesar de que el despacho de la generación se basa aún en los combustibles reales utilizados, el cálculo del precio spot se calcula sobre la base de disponibilidad absoluta de gas para satisfacer la demanda, aun en circunstancias en las que muchos generadores lo hacían con combustible alternativo, como el diesel, debido a la dificultad de suministro de gas natural. El valor del agua no se considera si su costo de oportunidad es más alto que el costo de la generación con gas natural. La Resolución también establece un límite en el precio spot de 120 Ar$/MWh, que sigue vigente. Los costos variables reales de las unidades térmicas que queman combustibles líquidos son pagados por CAMMESA a través del mecanismo denominado Sobrecostos Transitorios del Despacho (STD).

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

En diciembre de 2004, la Secretaría de Energía mediante la Resolución 1427/2004 aprobó el Acta de Adhesión para la Rehabilitación del Mercado Eléctrico Mayorista. El Acta fue firmada por la mayoría de los generadores, incluyendo las sociedades generadoras participadas por Enersis. En virtud de esta Resolución, la Secretaría creó un fondo fiduciario, llamado FONINVEMEM, donde los generadores privados aportaron parte de sus créditos por la energía vendida durante los años 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 el año 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 2012 Endesa 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. Nº 95/2013 abandona el sistema marginalista de precios, dando entrada a un mecanismo de reconocimiento de costos medios. La Resolución reconoce la remuneración de los costos fijos, variables y una remuneración adicional, Se remunera los costos fijos (en $/MW-hrp) en función de la tecnología, de la escala y de la Potencia Disponible. También está sujeta a la consecución de un objetivo de disponibilidad establecida. En cuanto a los costos variables, se remuneran los costos de operación y mantenimiento en función de la energía generada (en $/MWh), según el combustible utilizado y la tecnología del mismo (los generadores no tienen costo de combustible ya que éste es provisto por CAMMESA). Por último, la remuneración adicional se calcula en función de la energía total generada (en $/MWh), considerando

la tecnología y escala del generador. Parte de esta remuneración se acumula en un fondo que se utilizará para financiar las inversiones en nuevas infraestructuras en el sector eléctrico.

La Resolución cubre a los generadores, cogeneradores y autogeneradores, salvo las centrales que entraron en funcionamiento a partir del 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 un 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 un 41% para los térmicos y un 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 motos MMC a cobrar hasta febrero 2013 y permite compensar con las deudas correspondientes del programa PUREE y otras deudas que Edesur acumula con el sistema. En desarrollo de esta Resolución, el 6 de noviembre, la Secretaría de Energía publicó la Nota 6852 en la que autorizó a Edesur y a Edenor a realizar la compensación de los MMC con deudas generadas a partir del programa PUREE para el período marzo-septiembre de 2013.

Durante 2014 mediante la Nota S.E. N° 4012 y la Nota ENRE N° 112606 se autorizó nuevamente la compensación MMC-PUREE para el 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 Nº 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 Nº 26.190, promulgada en 2007, definió el uso de fuentes renovables para la producción de electricidad como de interés nacional y fijó como meta un 8% de participación de mercado para las energías renovables en un plazo de 10 años.

Brasil

Estructura de la Industria

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

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

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

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

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

concesiones, excepto aquellas permitidas por ley o en el convenio de concesión relevante. Los generadores no están autorizados para tener interés patrimonial en empresas distribuidoras en exceso del 10 por ciento.

El mercado no regulado incluye la venta de electricidad entre concesionarios de generación, productores independientes, auto-productores, comercializadores de electricidad, importadores de electricidad, consumidores no regulados y clientes especiales. También incluye contratos entre generadores y distribuidores existentes bajo el antiguo marco regulatorio, hasta su expiración. momento en el que los nuevos contratos 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 brasilero es coordinado por el Operador del Sistema Eléctrico Brasilero (ONS) y está dividido en cuatro sub-sistemas: Sudeste/Centro-Poniente, Sur, Noreste y Norte. En adición al sistema brasilero hay también algunos sistemas aislados, es decir, aquellos sistemas que no forman parte del sistema brasilero y que generalmente están ubicados en las regiones norte y noreste de Brasil, y tienen como única fuente de energía plantas térmicas a carbón o petróleo.

Regulación en Empresas de Generación

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

De acuerdo a la regulación del mercado, el 100% de la energía demandada por los distribuidores debe ser satisfecha a través de contratos 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 Nº 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. Los prestamos de la cuneta ACR serán pagos a través

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 distribuidores 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 gerenciables por el distribuidor, también denominados "Parcela A", y (ii) costos que gerenciables por el distribuidor o "Parcela B", correspondiendo estos últimos a lo que conocemos como Valor Agregado de Distribución (VAD).

La revisión tarifaria ordinaria toma en consideración toda la estructura de fijación de tarifas de la empresa. incluyendo los costos de proporcionar servicios. los costos de comprar energía así como el retorno para el inversionista. Conforme a sus contratos de concesión, Coelce y Ampla están sujetos a revisiones tarifarias cada cuatro y cinco años, respectivamente. La base de los activos para calcular el retorno permitido al inversionista es el valor de mercado de reemplazo, depreciado durante su vida útil desde un punto de vista contable, y la tasa de retorno sobre el activo de distribución se basa en el Costo de Capital Promedio Ponderado, o WACC (por su sigla en inglés) de una compañía modelo. La WACC se revisa en cada ciclo tarifario. El valor de la WACC para distribución actualmente en vigor es de 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 las 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 1760 millones de Reales (US$885 millones) y una Base Neta de 1160 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 Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. Nº 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas, 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 las 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 lineamentos 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 del año 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 (SO_2) y dióxido de carbono (CO_2). Para las emisiones de CO_2, 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 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 Medioambiental

La regulación medioambiental vigente, obedece a una completo rediseño que se hizo en el año 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.

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 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.

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

El Ministerio de Minas y Energía (MME) define la política del Gobierno para el sector energético. Otras entidades gubernamentales que juegan un papel importante en la industria de la electricidad son: la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD). entidad que supervisa y audita todas las empresas de servicios públicos; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que es el organismo regulador en energía eléctrica. gas natural, gas licuado de petróleo (GLP) y combustibles líquidos; la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), que es la responsable del planeamiento y expansión de la red y la Superintendencia de Industria y Comercio 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 declaran 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 142 de 1994, que estableció el régimen legal de los servicios públicos domiciliarios y Ley 143 de 1994, enfocada en particular el servicio de energía eléctrica, determinó los tipos de entidades autorizados para prestar servicios públicos domiciliarios, en este sentido se creó la "empresa de servicios públicos", como el vehículo fundamental para dicha prestación.

En el mercado de energía de corto plazo, operativamente el CND recibe cada día las ofertas de precios y la declaración de disponibilidad comercial para cada hora en el día siguiente, de todos los generadores participantes del Mercado Mayorista. Con base en esta información, el CND realiza un despacho económico mediante un procedimiento optimizado para el periodo de 24 horas del día siguiente, tomando en cuenta las restricciones eléctricas y operativas del sistema, así como otras condiciones necesarias para satisfacer la demanda de energía esperada para el siguiente día de manera segura, confiable y económica. desde el punto de vista del costo. A diferencia del resto de países en los que el despacho es centralizado 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 a 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 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 1.450, 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 el 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 º 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 (Osinergmin) 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 Osinergmin (GART) tiene la autoridad de publicar las tarifas reguladas. Osinergmin 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. Solo 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 del ±4 por ciento.

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 Eléctrico por País

Generación de Electricidad

Los negocios de generación se realizan principalmente a través de nuestra filial Endesa Chile. En este segmento, el Grupo Enersis posee filiales operativas en Argentina, Brasil, Chile, Colombia y Perú.

En su totalidad, la capacidad instalada del Grupo Enersis ascendió a 16.868 MW a diciembre de 2014 y la producción eléctrica consolidada alcanzó los 60.299 GWh, mientras que las ventas de energía sumaron 69.230 GWh.

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

El 52% de nuestra capacidad de generación consolidada proviene de fuentes hidroeléctricas, el 47% de fuentes térmicas y el 1% de fuentes eólicas.

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

Transmisión de Electricidad

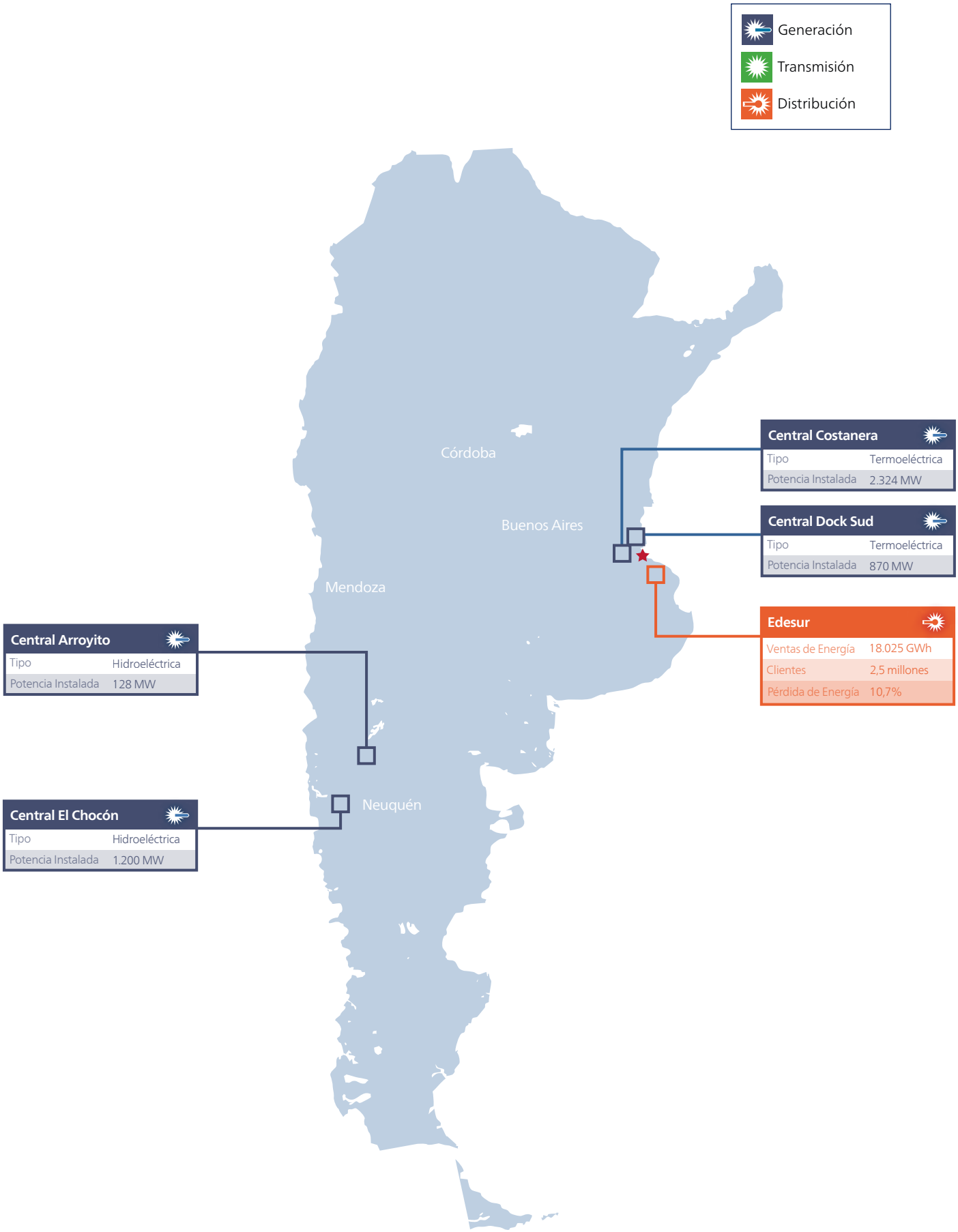
Para el Grupo Enersis, el negocio de transmisión de energía eléctrica se realiza principalmente a través de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, CIEN, filial de Enel Brasil, con una capacidad de transporte 2.100 MW.

Distribución de Electricidad

Nuestro negocio de distribución se ha llevado a cabo por medio de Edesur en Argentina, Ampla y Coelce (de propiedad de Enel Brasil) en Brasil, Chilectra en Chile, Codensa en Colombia y Edelnor en Perú. Durante 2014, nuestras principales filiales y empresas relacionadas de distribución vendieron 77.631 GWh.

En la actualidad, Edesur, Ampla, Coelce, Chilectra, Codensa y Edelnor atienden a las principales ciudades de América Latina, entregando servicio eléctrico a más de 14,7 millones de clientes.

Estas compañías enfrentaron una demanda eléctrica creciente, lo que las obligó a invertir constantemente, tanto por crecimiento vegetativo, como por la mantención de sus instalaciones.


Generación
Transmisión
Distribución
Córdoba
Buenos Aires
Mendoza
Neuquén
Central Costanera
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 2.324 MW
Central Dock Sud
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 870 MW
Edesur
Ventas de Energía 18.025 GWh
Clientes 2,5 millones
Pérdida de Energía 10,7%
Central Arroyito
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 128 MW
Central El Chocón
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 1.200 MW

Argentina

Generación Eléctrica

Participamos en la generación de electricidad en Argentina a través de las filiales de Endesa Chile, Endesa Costanera e Hidroeléctrica El Chocón, y desde marzo de 2013, por medio de nuestra filial Dock Sud.

Hidroeléctrica El Chocón posee nueve unidades hidroeléctricas, con una capacidad instalada total de 1.328 MW, mientras que Endesa Costanera posee once unidades térmicas, con una capacidad instalada total de 2.324 MW y Dock Sud posee cinco unidades térmicas con una capacidad instalada total de 870 MW. Estas empresas poseen en conjunto 4.522 MW de capacidad instalada. Dicha potencia representó a fines de 2014, 14,4% de la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) argentino.

La generación eléctrica de dichas sociedades alcanzó los 14.390 GWh, 11,0% de la generación total de dicho país. Por su parte, las ventas físicas de energía alcanzaron los 15.276 GWh, 12,1% del total vendido.

Endesa 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, Endesa Costanera e Hidroeléctrica El Chocón durante el año 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 del año 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 Libo 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.

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.

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.

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.

Durante el año 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 Endesa Costanera S.A. cumplimentándose en dicho marco, las obras de rehabilitación para las Unidades Convencionales.

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 período de gracia de 12 meses, debiendo cancelarse totalmente antes del 15/12/2032; un pago mínimo anual de US$ 3,0 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$ 5,0 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. 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 kilómetros 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 del año 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 Nos 3 y 4 y el transformador principal T3CH de la Central El Chocón.

En el desarrollo de las actividades de personal propio y contratistas en el año 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 el año 2014, Chocón formalizó la refinanciación de la deuda con los Bancos Deutsche Bank AG, Standard Bank Plc e Itaú BBA Securities, por U$S 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 U$S 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.

Central Dock Sud

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

La energía generada por Dock Sud en 2013 fue de 4.786 GWh, mientras que las ventas de energía ascendieron a 4.834 GWh. representando el 3,8% de las ventas totales del país.

Al 31 de diciembre de 2014, la capacidad instalada de Dock Sud representó el 2,8% de la capacidad instalada total en el SIN.

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 período 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$S 43 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 Ingenieria 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).

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Argentina actualmente no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

Nuevo 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 un 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.

Distribución Eléctrica Argentina

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edesur, en la cual posee, directa e indirectamente, una participación económica del 71,6% de la propiedad.

La participación de mercado de nuestra filial en Argentina, en cuanto a ventas físicas se refiere, se situó en aproximadamente 20%.

Otras distribuidoras del sistema eléctrico argentino son: Empresa Jujeña de Energía (EJESA), Empresa de Distribución de Energía de Tucumán (EDET), Empresa Distribuidora de Energía de Santiago del Estero (EDESE), Empresa Distribuidora y Comercializadora Norte (EDENOR) y Empresa de Distribución de la Plata (EDELAP).

Edesur

Edesur tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica en la zona sur del gran Buenos Aires, comprendiendo dos terceras partes de la ciudad de Buenos Aires y doce partidos de la provincia de Buenos Aires, abarcando 3.309 km^2, por un periodo de 95 años a partir del 31 de agosto de 1992.

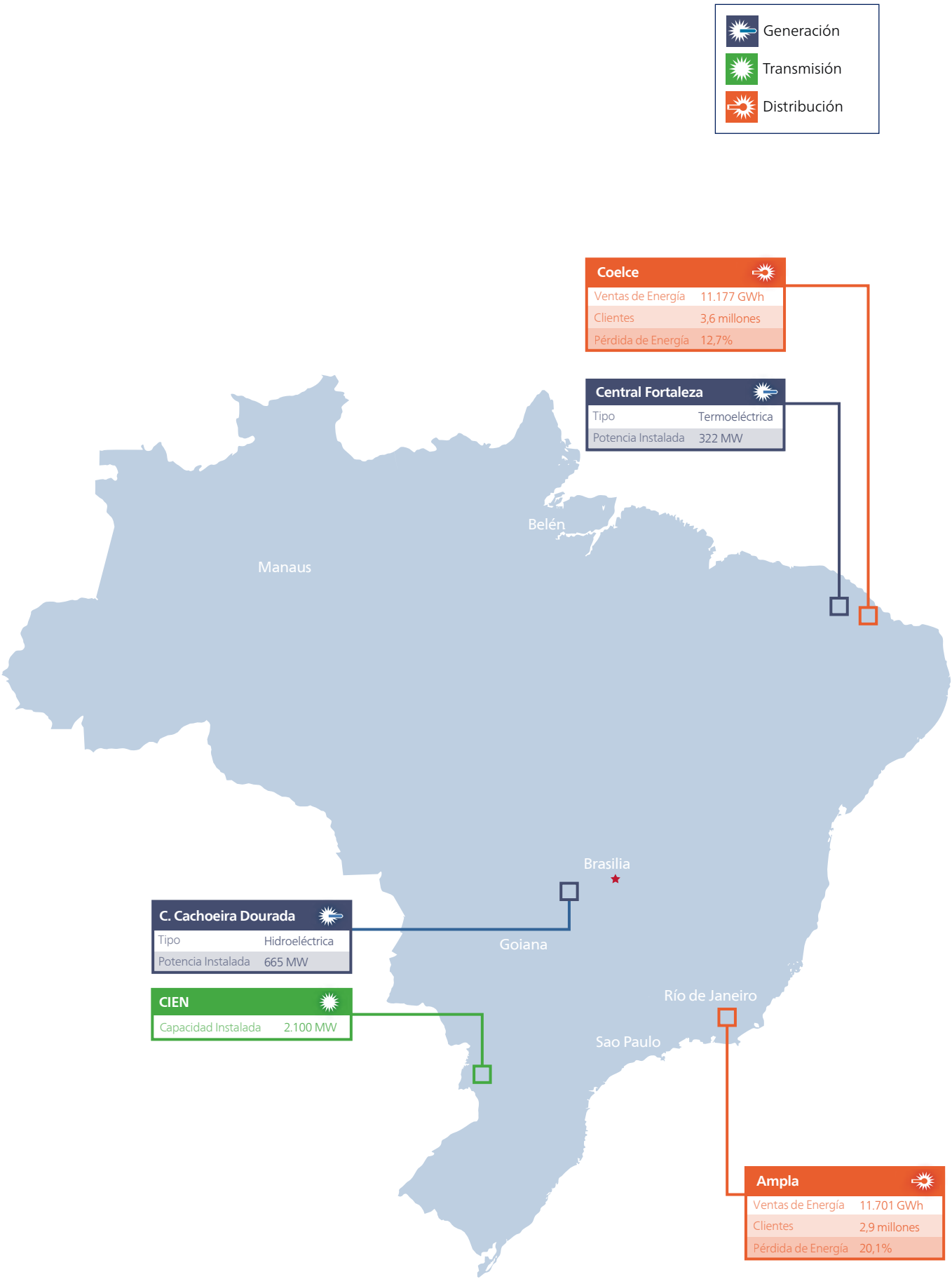
Dicho periodo consiste en uno inicial de 15 años y ocho adicionales de 10 años cada uno. Con fecha 5 de febrero de 2007, el Ente Nacional Regulador de Electricidad (ENRE) resolvió extender el periodo inicial por cinco años adicionales, a partir de la finalización del proceso de Renegociación Tarifaria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

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

En 2014, Edesur entregó servicio de energía eléctrica a 2.464.117 clientes, cifra que representa cerca de un 1% de crecimiento respecto al año anterior. Del total, 88% son clientes residenciales, 11% comerciales, 1% industriales y 0,4% otros usuarios.

Las ventas de energía ascendieron a 18.025 GWh, cifra que representó una disminución de 0,6% respecto al año anterior. Esta se distribuyó en 43,3% al sector residencial, 24,4% al segmento comercial, 7,8% al sector industrial y 24,5% en otros.

El índice de pérdidas de energía alcanzó 10,7% durante 2014.


Generación
Transmisión
Distribución
Coelce
Ventas de Energía 11.177 GWh
Clientes 3,6 millones
Pérdida de Energía 12,7%
Central Fortaleza
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 322 MW
Belén
Manaus
Brasilia
C. Cachoeira Dourada
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 665 MW
Goiana
CIEN
Capacidad Instalada 2.100 MW
Río de Janeiro
Sao Paulo
Ampla
Ventas de Energía 11.701 GWh
Clientes 2,9 millones
Pérdida de Energía 20,1%

Brasil

Generación Eléctrica

Enersis participa en la generación eléctrica a través de Enel Brasil y sus filiales Cachoeira y Fortaleza.

Estas dos centrales, una hidroeléctrica y la otra térmica, suman una potencia total de 987 MW, representando el 0,7% de la capacidad del SIN brasileño.

La generación eléctrica del Grupo en Brasil alcanzó los 5.225 GWh, logrando cerca del 1% del total generado en ese país, siendo la producción hidroeléctrica un 52% del total generado por el Grupo Enersis en Brasil.

Por su parte, las ventas físicas de energía llegaron a los 7.108 GWh, cerca del 1,5% del total vendido en el sistema brasileño.

Otras generadoras conectadas al SIN brasileño son: CHESF, Furnas, Cemig, Electronorte, Cesp, Copel, Eletrobras y Eletropaulo.

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 Paranaiba.

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 Termoeletricidade (PPT) del gobierno federal. La localización es estratégica para impulsar el crecimiento regional y viabilizar la instalación de otras industrias. Sus principales cliente son Coelce y Petrobras.

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

Terrenos Reservados para Proyectos Futuros

Enel Brasil cuenta con un terreno de 75 ha, en la ciudad de Macaé, estado de Rio de Janeiro, para un nuevo proyecto termoeléctrico.

Transmisión Eléctrica

El Grupo Enersis también participa en la transmisión y comercialización de electricidad en Brasil por medio de la línea de interconexión entre Argentina y Brasil, a través, de la empresa CIEN, donde posee un 84,38% de la propiedad.

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 trasmisión. 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 CIEN mantiene control de 100,0% del capital.

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

El 5 de abril de 2011 fueron publicadas en el diario oficial las 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 1 y 2) a los concesionarios de servicio público de transmisión. La RAP anual total es reajustada anualmente, y se realizarán procesos de revisiones tarifarias a cada 4 años. A partir de abril 2011 por tanto, CIEN quedó oficialmente autorizada para recibir pagos bajo este nuevo enfoque de negocio.

Distribución Eléctrica Brasil

Enersis participa en la distribución a través de Enel Brasil y sus filiales Ampla y Coelce.

Enersis posee directa e indirectamente una participación económica del 92,0% y 64,8% de la propiedad de dichas compañías, respectivamente.

En Brasil, las principales distribuidoras que componen el sistema eléctrico son: CPFL, Brasiliana de Energía, AES Elpa, Cemig, Light, Coelba y Copel.

Ampla

Ampla es una compañía de distribución de energía con actuación en un 73,3% del territorio del Estado del Río de Janeiro, lo que corresponde a un área de 32.615 km^2. 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, un 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 a 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.

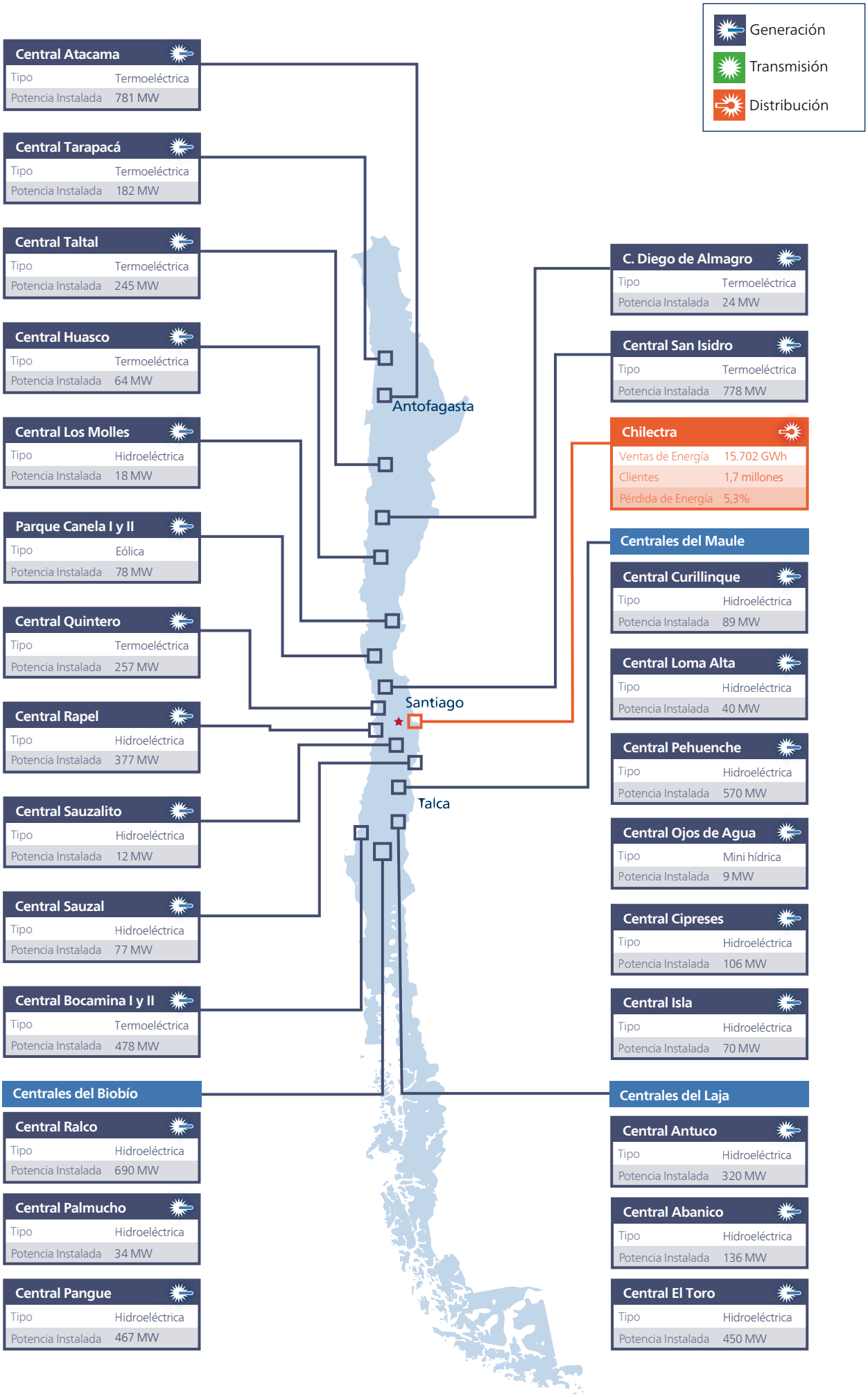
Sin embargo, hoy en día las pérdidas de energía siguen representando uno de los principales desafíos de Ampla. El año 2014 cerró con un aumento respecto año anterior de 0,3 puntos porcentuales, pasando de 19,76% a 20,11% logrando contener en parte la fuerte agresividad del mercado, el cual ha aumentado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

Coelce

Es la compañía de distribución eléctrica del Estado de Ceará, en el noreste de Brasil, y abarca una zona de concesión de 148.921 km^2. La empresa atiende a una población de más de 8 millones de habitantes.

Las ventas de energía en 2014 fue de 11.177 GWh, aumentando un 4,3% con respecto al año 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, aumentó a 3.625.208 lo que significa un 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.


Generación
Transmisión
Distribución
Central Atacama
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 781 MW
Central Tarapacá
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 182 MW
Central Taltal
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 245 MW
Central Huasco
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 64 MW
Central Los Molles
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 18 MW
Parque Canela I y II
Tipo Eólica
Potencia Instalada 78 MW
Central Quintero
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 257 MW
Central Rapel
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 377 MW
Central Sauzalito
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 12 MW
Central Sauzal
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 77 MW
Central Bocamina I y II
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 478 MW
Centrales del Biobío
Central Ralco
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 690 MW
Central Palmucho
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 34 MW
Central Pangue
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 467 MW
Antofagasta
Santiago
Talca
C. Diego de Almagro
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 24 MW
Central San Isidro
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 778 MW
Chilectra
Ventas de Energía 15.702 GWh
Clientes 1,7 millones
Pérdida de Energía 5,3%
Centrales del Maule
Central Curillinque
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 89 MW
Central Loma Alta
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 40 MW
Central Pehuenche
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 570 MW
Central Ojos de Agua
Tipo Mini hídrica
Potencia Instalada 9 MW
Central Cipreses
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 106 MW
Central Isla
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 70 MW
Centrales del Laja
Central Antuco
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 320 MW
Central Abanico
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 136 MW
Central El Toro
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 450 MW

Chile

Generación Eléctrica

Enersis participa en el sector de generación eléctrica a través de Endesa Chile y sus filiales, constituyéndose como la empresa de generación eléctrica más importante del país en términos de capacidad instalada, en la cual Enersis posee directamente el 60% de la propiedad.

Endesa Chile y sus filiales y sociedades de control conjunto, 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).

La generación de electricidad del Grupo Enersis en Chile alcanzó los 18.063 GWh en 2014, siendo un 55% hidroeléctrica. Por su parte, las ventas físicas de energía en Chile sumaron 21.157 GWh, equivalente a un 31% del total vendido por el Grupo en América Latina.

En Chile, otras generadoras son: AES Gener, Colbún, EC-L y Norgener.

Endesa Chile

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.

Por otra parte, las ventas de energía eléctrica de las filiales Celta y Gas Atacama, en el SING, alcanzaron a 1.580 GWh en 2014, que representaron una participación de 10% en las ventas totales de dicho sistema eléctrico.

Escenario Operacional y Comercial

Eventos que Influyeron en el Desempeño Operacional y Comercial

El Sistema Interconectado Central 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 hidrología 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, destacamos 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 hidrología 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 ragulatorias.

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 Cóndores, 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 y Reglamentos

Dos leyes de relevancia para el sector eléctrico fueron tratadas el año 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, como su nombre lo indica, 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 del año, 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 el año 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 el año 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 el mes de julio la Comisión Nacional de Energía promulga 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 el año 2012.

.

Acciones de Endesa Chile durante 2014

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 el año 2014:

- Con excepción de central Bocamina II, todo el parque generador está certificado en las normas ISO14.001 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 el año 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 el mes de diciembre el complejo San Isidro recibió la certificación de cumplimiento de la norma ISO 50001, 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 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 el año 2014 las centrales Rapel, El Toro, Antuco, Abanico, Los Molles, Sauzal y Sauzalito pasaron a ser telecontroladas desde el Centro de Explotación Nacional de Endesa Chile (CEN). Estas centrales se sumaron a las centrales Pehuenche, Curillinque y Loma Alta, que ya estaban siendo telecontroladas desde el CEN.

- Continuando con la modernización de las unidades generadoras, durante el mes de 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 el mes de 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 estatórico del generador de la unidad N°1 de central Sauzal.

- Durante el año 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 el año 2014 retirándolo de sus centrales cumpliendo asi su propósito de de retirar todo el asbesto presente en central Bocamina. Los trabajos comenzaron en el mes de septiembre y finalizarán durante el primer trimestre del año 2015.

- En el mes de 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 del año 2016.

- En el mes de 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 NOx 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 NOx, 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 el mes de 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 el año 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 la 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 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 período septiembre 2014 a diciembre de 2025. La adjudicación mencionada se tradujo en una serie 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; iv) Indura.

Respecto de los Hitos 2014 del area clientes:

- En noviembre se realizó el "X Seminario con Clientes de Endesa y Filiales", que contó con una alta participación de diferentes clientes de las Compañías del Grupo. Se realizaron charlas relativas a i) Proyecto Punta Alcalde; ii) Visión de Mercado de Mediano y Largo Plazo y iii) 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.

- Durante el mes de noviembre recién pasado, se realizó la encuesta de satisfacción de clientes 2014. El resultado final del Indice 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.

Proyectos en Construcción y Optimización de Endesa Chile

Proyecto Los Cóndores

El proyecto Los Cóndores, central hidroeléctrica de pasada, ubicada en la comuna de San Clemente, provincia de Talca, Región del Maule, consiste en la construcción de una central de potencia nominal de 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 05 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 rio. 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 del año 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 del 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, sino que todo lo contrario, quedando de manifiesto el compromiso de optimizar el uso del Embalse de la Laguna del Maule, punto vital para los regantes.

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, el Área de Explotación 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 al 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 algueras, 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 ICASARA N°1.

Proyectos en Estudio de Endesa Chile

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 N° 169 de la OIT. 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.

Central Termoeléctrica Punta Alcalde

El proyecto se proyectaba en la Región de Atacama, Provincia y Comuna de Huasco, 13 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 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.

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 cada una, y agregará una turbina a vapor de aproximadamente 120 MW. Con ello, la central Taltal quedará habilitada con una potencia neta total del orden de 370 MW y con un aumento de eficiencia desde el actual 35% hasta un 50%, aproximadamente.

En diciembre de 2013 se ingresó a trámite 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.

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 para el desarrollo de proyectos de generación convencional de al menos 350 MW de potencia instalada cada uno. Endesa 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 Región de Antofagasta y Totoralillo Sur, ubicado en la Región de Atacama.

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 hectáreas aproximadamente, destinados a ser utilizados en proyectos termoeléctricos e hidroeléctricos. Estos bienes se ubican en la Región de Atacama (208,9 hectáreas) y en la Región de Los Lagos (42 hectáreas).

Proyectos de Empresas Asociadas

HidroAysén

HidroAysén, sociedad en la que Endesa Chile tiene 51% del capital social y Colbún el 49% restante, se encontraba 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 HydroAysén, ya que depende de decisiones judiciales como de definiciones sobre materias de la Agenda de Energía que no 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 afectarán el resultado neto del ejercicio 2014.

Distribución Eléctrica Chile

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Chilectra, en la cual posee directamente, el 99,1% de la propiedad. La participación consolidada de mercado de nuestras filiales de distribución en Chile, Chilectra, Luz Andes y Colina, se situó en torno al 40%.

El área de concesión de Chilectra es una zona de alta densidad de consumo, toda vez que en ella se concentra una proporción importante de la población del país y también alberga a una alta concentración de actividades empresariales, parques industriales, pequeña industria y comerciales.

Otros grupos de distribuidoras de energía eléctrica que participan en el sistema eléctrico son: Chilquinta Energía, CGE Distribución, Sociedad Austral de Electricidad y Empresa Eléctrica de la Frontera.

Chilectra

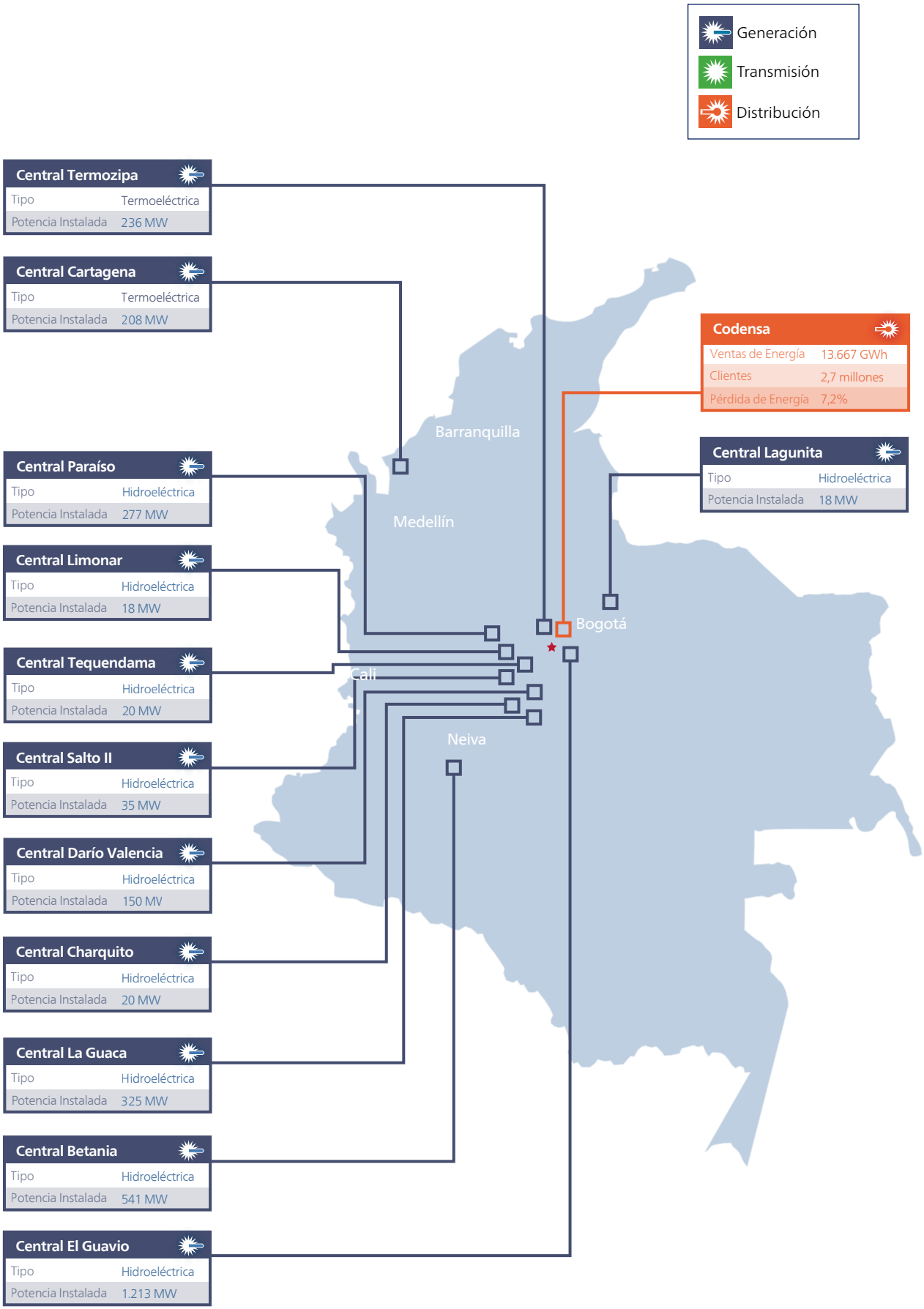
Chilectra es la empresa de distribución de energía eléctrica más grande de Chile en términos de ventas de energía. Opera en 33 comunas de la Región Metropolitana y su zona de concesión abarca más de 2.105 km^2, incluyendo las áreas comprendidas por sus filiales. Empresa Eléctrica de Colina Ltda. y Luz Andes Ltda.

En 2014, la compañía entregó servicio de energía eléctrica a 1.737.322 clientes, un 2,6% más que en 2013. Del total, 89,5% corresponden a clientes residenciales, 7,8% a comerciales, 0,7% a industriales y 2,0% a otros. Asimismo, durante 2014, Chilectra vendió 15.702 GWh a sus clientes finales, lo que representó un aumento de 3,6% respecto a 2013.

Durante el ejercicio, Chilectra cumplió satisfactoriamente el Plan de Pérdidas elaborado y puesto en práctica para mantener las pérdidas en niveles económicamente aceptables. Dichas pérdidaspermanecieron prácticamente invariante respecto al año 2013, registrando a diciembre un indicador TAM de 5,32%.

Las tarifas de distribución se fijan cada cuatro años, sobre la base de estudios de costos realizados por empresas consultoras especializadas. La Comisión Nacional de Energía (CNE) establece áreas típicas de distribución, y de cada área típica selecciona una empresa de referencia, a partir de la cual los consultores deben diseñar una empresa modelo eficiente.

La última fijación de distribución está vigente desde noviembre de 2012 para el período 2012-2016.


Generación
Transmisión
Distribución
Central Termozipa
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 236 MW
Central Cartagena
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 208 MW
Central Paraíso
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 277 MW
Central Limonar
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 18 MW
Central Tequendama
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 20 MW
Central Salto II
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 35 MW
Central Darío Valencia
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 150 MV
Central Charquito
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 20 MW
Central La Guaca
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 325 MW
Central Betania
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 541 MW
Central El Guavio
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 1.213 MW
Codensa
Ventas de Energía 13.667 GWh
Clientes 2,7 millones
Pérdida de Energía 7,2%
Central Lagunita
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 18 MW
Barranquilla
Medellín
Bogotá
Cali
Neiva

Colombia

Generación Eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Emgesa, en la cual controla, directa e indirectamente, el 37,7% de la propiedad (participación económica).

Esta empresa posee una potencia instalada que representó en 2014 el 20% de la capacidad de generación eléctrica de ese país.

La generación eléctrica del Grupo Enersis en Colombia alcanzó el 21% del total generado en dicho mercado. Por su parte, las ventas físicas de energía representaron el 19% del total vendido.

Otras generadoras conectadas al sistema eléctrico colombiano son: Empresa Pública de Medellín, Isagen, Corelca, EPSA y Chivor.

Emgesa

El 1 de septiembre de 2007 se llevó a cabo la fusión de las sociedades colombianas Emgesa S.A. E.S.P. y Central Hidroeléctrica de Betania S.A. E.S.P., quedando esta última como sociedad absorbente, quien modificó su nombre a Emgesa S.A. E.S.P.

Es la mayor empresa de generación eléctrica de Colombia, situada en el entorno de la ciudad de Bogotá. La conforman doce centrales que totalizan una potencia de 3.059 MW, entre las cuales se encuentra El Guavio, de 1.213 MW, la central hidroeléctrica más grande de ese país. De las doce centrales existentes, diez son hidroeléctricas y dos térmicas.

La generación neta fue de 13.559 GWh, mientras que las ventas totales alcanzaron 15.773 GWh.

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 de2038
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 liquido 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).

Proyecto 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 para el año 2015. Basado en lo anterior, la entrada de las unidades 1 y 2 se estiman para 2015.

En diciembre finaliza la construcción de las viviendas y equipamiento comunitario, con lo cual se inicia el proceso de reasentamiento de Santiago y Palacios. Se han trasladado 12 familias quedando pendiente 3 de ellas para comienzos del próximo año.

Terrenos Reservados para Futuros Proyectos

En Colombia actualmente no existen terrenos reservados para futuros proyectos.

Distribución Eléctrica Colombia

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Codensa, en la cual posee, directa e indirectamente, el 48,4% de la propiedad (participación económica).

En Colombia, existen otras 31 distribuidoras que participan en el sistema eléctrico, entre las que se encuentran: EEPP Medellín, Empresa Distribuidora del Pacífico y Electrificadora del Caribe.

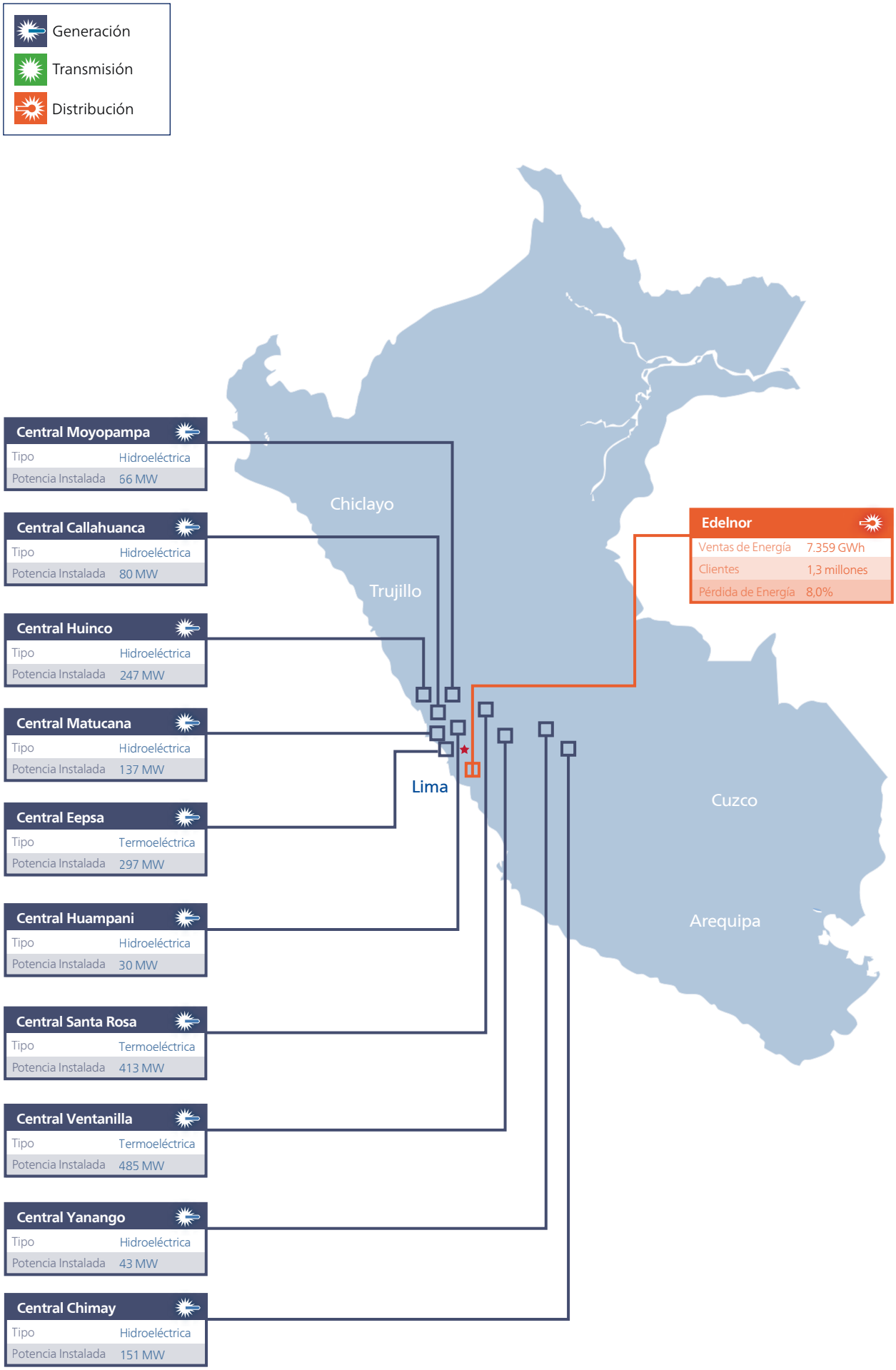
Codensa

Distribuye y comercializa energía eléctrica en Bogotá y 103 municipios de los departamentos de Cundinamarca, Boyacá y Tolima, en un área de 14.456 km^2.

Desde 2001, Codensa se concentra principalmente en prestar servicios a clientes regulados aunque también atiende algunos clientes industriales. comerciales y de alumbrado público de municipios. Entregó servicio de energía eléctrica a 2.772.376 clientes, un 3,2% más que el año anterior. Del total, 88,7% corresponden a clientes residenciales, 9,5% a comerciales, 1,6% a industriales y 0,2% a otros.

Las ventas de energía alcanzaron 13.667 GWh, lo que representó un aumento de 2,4% respecto a 2013. Esta se distribuyó en 33,5% al sector residencial, 16,2% al segmento comercial, 6,8% al sector industrial y 43,5% a otros.

En cuanto al índice de pérdidas de energía, dicho indicador registró en 2014 un aumento desde 7,0% a 7,2%. La gestión para el control de las pérdidas se ha enfocado en la incorporación de nuevas tecnologías y técnicas para identificación de pérdidas, así como también, en el fortalecimiento de una relación cliente/ empresa basada en el conocimiento técnico y la transparencia de nuestras actuaciones.


Generación
Transmisión
Distribución
Central Moyopampa
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 66 MW
Central Callahuanca
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 80 MW
Central Huinco
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 247 MW
Central Matucana
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 137 MW
Central Eepsa
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 297 MW
Central Huampani
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 30 MW
Central Santa Rosa
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 413 MW
Central Ventanilla
Tipo Termoeléctrica
Potencia Instalada 485 MW
Central Yanango
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 43 MW
Central Chimay
Tipo Hidroeléctrica
Potencia Instalada 151 MW
Edelnor
Ventas de Energía 7.359 GWh
Clientes 1,3 millones
Pérdida de Energía 8,0%
Chiclayo
Trujillo
Lima
Cuzco
Arequipa

Perú

Generación Eléctrica

Enersis participa en la generación de energía eléctrica a través de Endesa Chile y su filial Edegel, en la cual controla, directa e indirectamente, el 58,6% de la propiedad (participación económica). Adicionalmente, Enersis controla en forma directa el 96,5% de la Empresa Eléctrica de Piura (EEPSA).

A través de sus dos filiales, Enersis posee una potencia instalada de 1.949 MW en Perú, cifra que representó el 22% de la capacidad instalada de Perú, la cual totaliza 8.718 MW. En términos de generación de energía, el Grupo Enersis alcanzó un 21,7% del total generado en ese país.

En Perú, otras generadoras conectadas al sistema eléctrico son: Electroperú, Enersur y Kallpa Generación.

Edegel

Se ubica en el entorno de la ciudad de Lima. La conforman siete centrales hidráulicas y dos centrales térmicas, que totalizan una potencia de 1.652 MW. Las plantas térmicas utilizan gas natural como combustible principal y diesel como combustible alternativo.

La generación neta de Edegel totalizó 8.609 GWh y las ventas físicas alcanzaron los 9.320 GWh a fines de 2014.

Empresa Eléctrica de Piura

Eepsa cuenta con dos plantas de generación, ubicadas en la provincia de Talara, departamento de Piura, al norte del Perú. Estas son:

- Central Malacas 2, con una unidad marca ABB de ciclo abierto y que puede operar con o sin inyección de agua, con gas natural.

- Central Malacas 3, con una unidad marca SIEMENS de ciclo abierto en condición de Reserva Fría, con combustible Diesel B5.

Centros de Producción

Central	Unidad	Fabricante	Combustible declarado	Potencia efectiva (MW)
Malacas 2	TGN4	ABB	Gas natural	103.39 *
Malacas 3	TG-5 RF	SIEMENS	Diesel B5	193.42 **
Total				**296.81**

* Vigente a partir de 09 Agosto de 2013.
** Vigente a partir del 13 de Mayo del 2014.

Durante el ejercicio 2014, la producción de electricidad de Eepsa fue de 452,5 GWh, superior en un 363% a la producción del año anterior.

Por otro lado, el 21 de agosto de 2014, mediante comunicación COES/D/DP-1235-2014, el COES oficializó la conclusión de la operación comercial de la unidad TG1 de la Central Malacas desde el 23 de agosto de 2014.

Terrenos Reservados para Proyectos Futuros

Durante el 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 hectáreas y el segundo en la costa central con un área total de 10 hectáreas.

Proyectos en Estudio

Central Hidroeléctrica Curibamba

Esta central se ubicará aguas arriba de la toma de la Central Hidroeléctrica 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 1.013 GWh/año, y una línea de transmisión hasta la Subestación 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 el 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 a 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.

Distribución Eléctrica Perú

Enersis participa en la distribución de energía eléctrica a través de su filial Edelnor, en la cual controla, directa e indirectamente, el 75,5% de la propiedad (participación económica).

En Perú, otras distribuidoras que participan en el sistema eléctrico son: Luz del Sur, Electro Sur, Electrocentro, ENOSA, Hidrandina y ENSA.

Edelnor

La zona de concesión otorgada a Edelnor abarca un total de 1.517 km^2 que corresponden en su mayoría a la parte norte de Lima y Callao. Edelnor es la empresa concesionaria de servicio público de electricidad para la zona norte de Lima Metropolitana y la Provincia Constitucional del Callao, así como las provincias de Huaura, Huaral, Barranca y Oyón. Atiende 52 distritos en forma exclusiva y comparte con la empresa distribuidora de la zona sur, 5 distritos adicionales. En el área metropolitana, la concesión de Edelnor comprende principalmente la zona industrial de Lima y algunos distritos altamente poblados de la ciudad.

Edelnor entregó servicio de energía eléctrica a 1.293.503 clientes, un incremento de 3,1% respecto a 2013. De estos, 94,6% son residenciales, 3,2% comerciales, 0,1% industriales y 2,1% otros clientes.

Las ventas físicas de energía alcanzaron los 7.359 GWh, lo que representó un incremento de 4,5% respecto a 2013. En el caso del indicador de pérdidas de energía, fue plano respecto a 2013, manteniendo los 7,95%.

Otros Negocios

Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada

Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada es el nuevo nombre de la sociedad continuadora luego de la fusión por absorción de Inmobiliaria Manso de Velasco ltda, por parte de ICT Servicios Informáticos ltda, ello según escritura de fusión del 31 de Diciembre de 2014 firmada ante notario Iván Torrealba Acevedo, manteniendo como objeto social las actividades conjuntas de ambas sociedades.

En este ámbito la nueva compañía de Servicios Informáticos e Inmobiliarios Limitada es una empresa de servicios de consultoría, gestión, administración y operación de contratos en materias asociadas al ámbito de sistemas de información, tecnologías de información, telecomunicaciones y sistemas de control para Chile y Latinoamérica, junto con la gestión, administración, desarrollo de proyectos. Adquisición, enajenación, comercialización y explotación de bienes raíces y sociedad de inversiones en la cual Enersis posee directa e indirectamente una participación societaria del 100%.

Cuadro Esquemático de Participaciones

Participaciones Económicas Directas e Indirectas

Argentina	Negocio	Propiedad
Costanera	Gx	45,40%
El Chocón	Gx	39,21%
Dock Sud	Gx	40,25%
Edesur	Dx	71,61%
CTM	Tx	84,34%
TESA	Tx	84,38%
CEMSA	Tx	81,99%
Gasoducto Atacama Argentina	Ox	60,70%
Yacylec	Tx	22,22%

Chile	Negocio	Propiedad
Endesa Chile	Gx	59,98%
Celta	Gx	61,49%
Pehuenche	Gx	55,57%
Canela	Gx	61,48%
HidroAysén	Gx	30,59%
Gas Atacama	Gx	60,73%
Chilectra	Dx	99,09%
Transquillota	Tx	30,75%
Gas Atacama Chile	Ox	60,70%
Gasoducto Tal Tal	Ox	60,70%
Electrogas	Ox	25,49%
GNL Chile	Ox	19,99%
GNL Quintero	Ox	12,00%

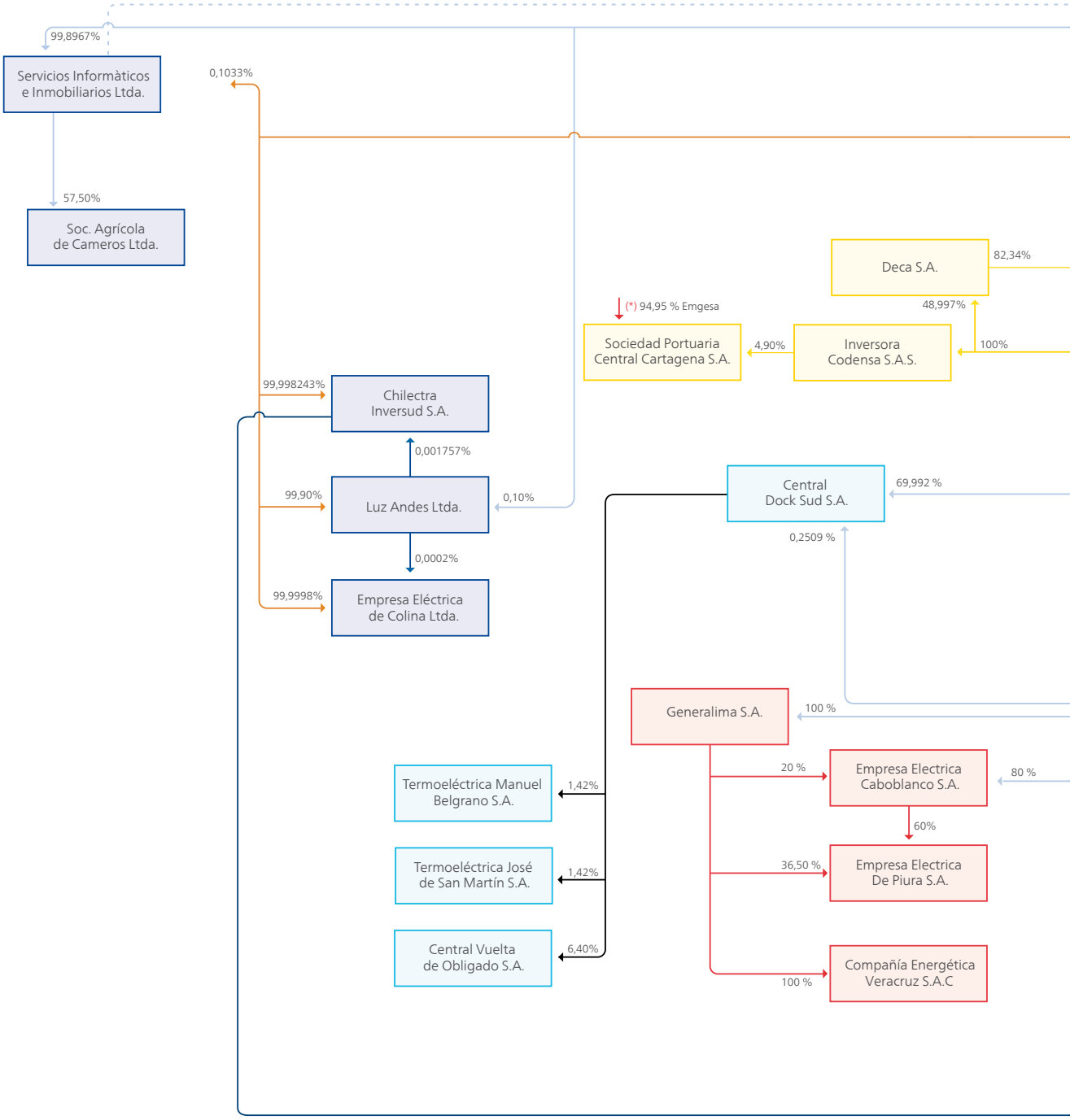
Brasil	Negocio	Propiedad
Enel Brasil	Gx, Dx, Tx	84,38%
Fortaleza	Gx	84,38%
Cachoeira Dourada	Gx	84,17%
Ampla	Dx	92,03%
Coelce	Dx	64,86%
CIEN	Tx	84,38%

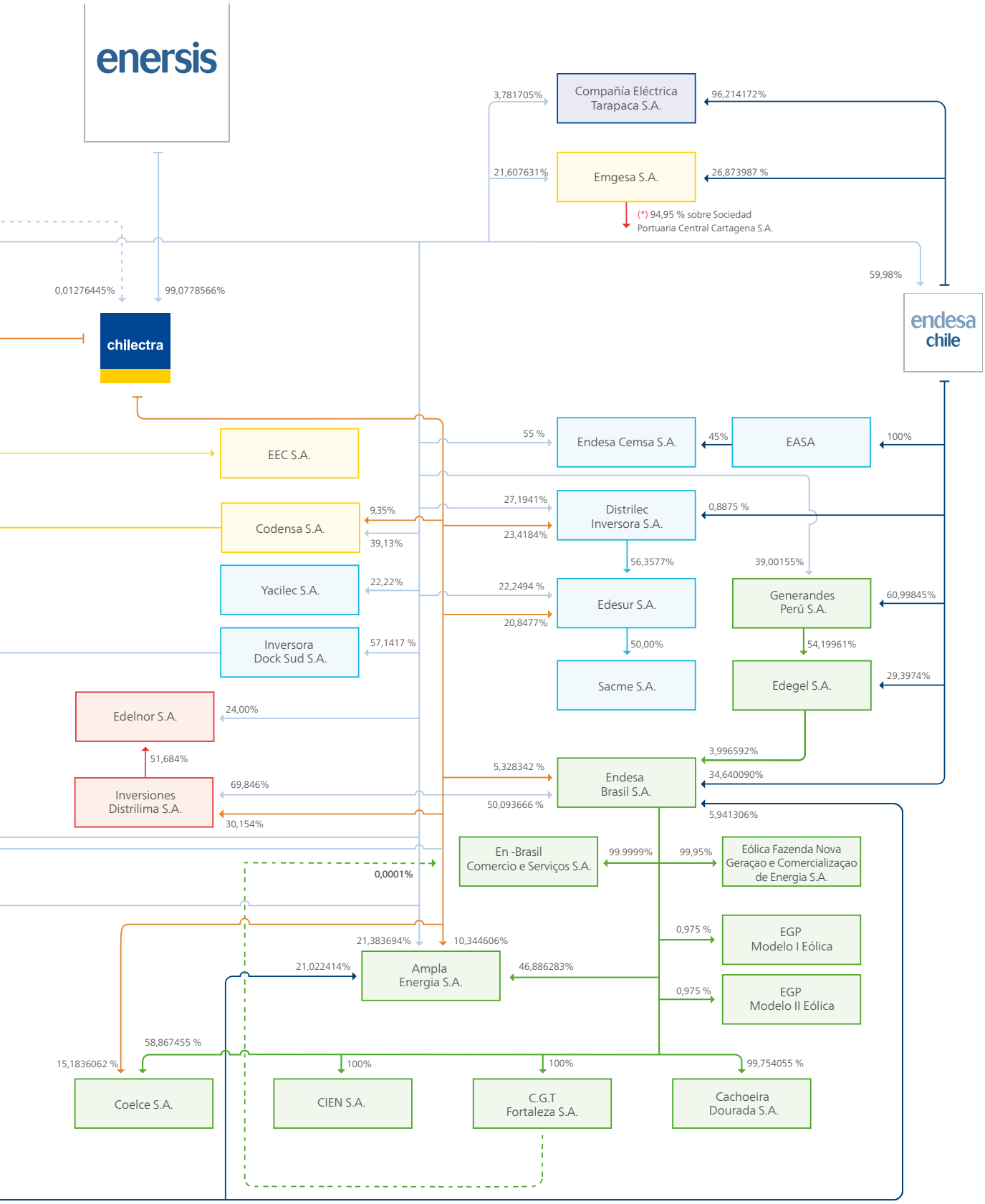
Colombia	Negocio	Propiedad
Emgesa	Gx	37,73%
Codensa	Dx	48,39%
Empresa Eléctrica de Cundinamarca	Dx	19,52%

Perú	Negocio	Propiedad
Edegel	Gx	58,60%
Edelnor	Dx	75,54%
EEPSA	Gx	96,50%

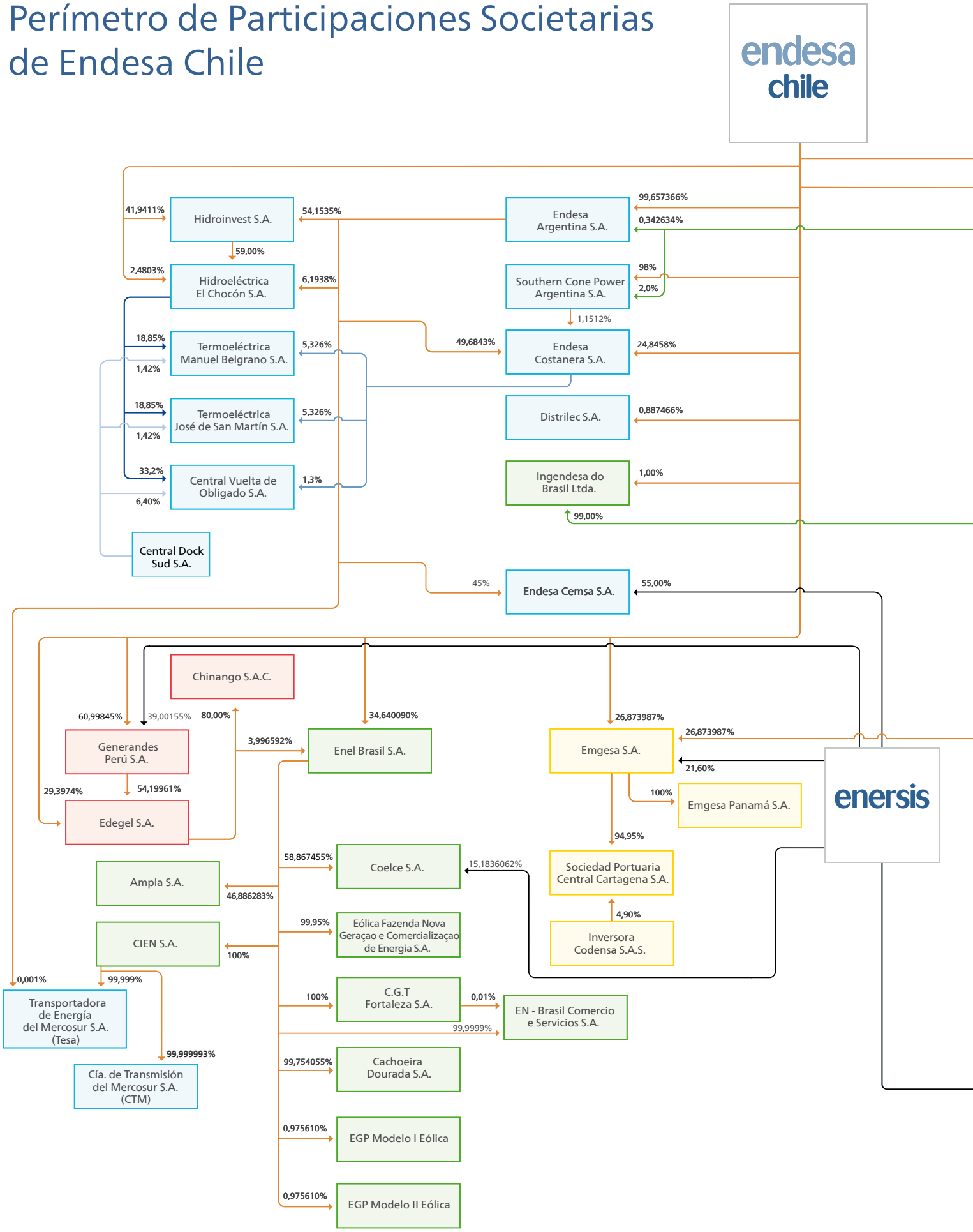
Gx: Generación
Dx: Distribución
Tx: Transmisión / Comercialización
Ox: Gasoductos, otros
(*) Se consideran empresas operativas del Grupo Enersis.

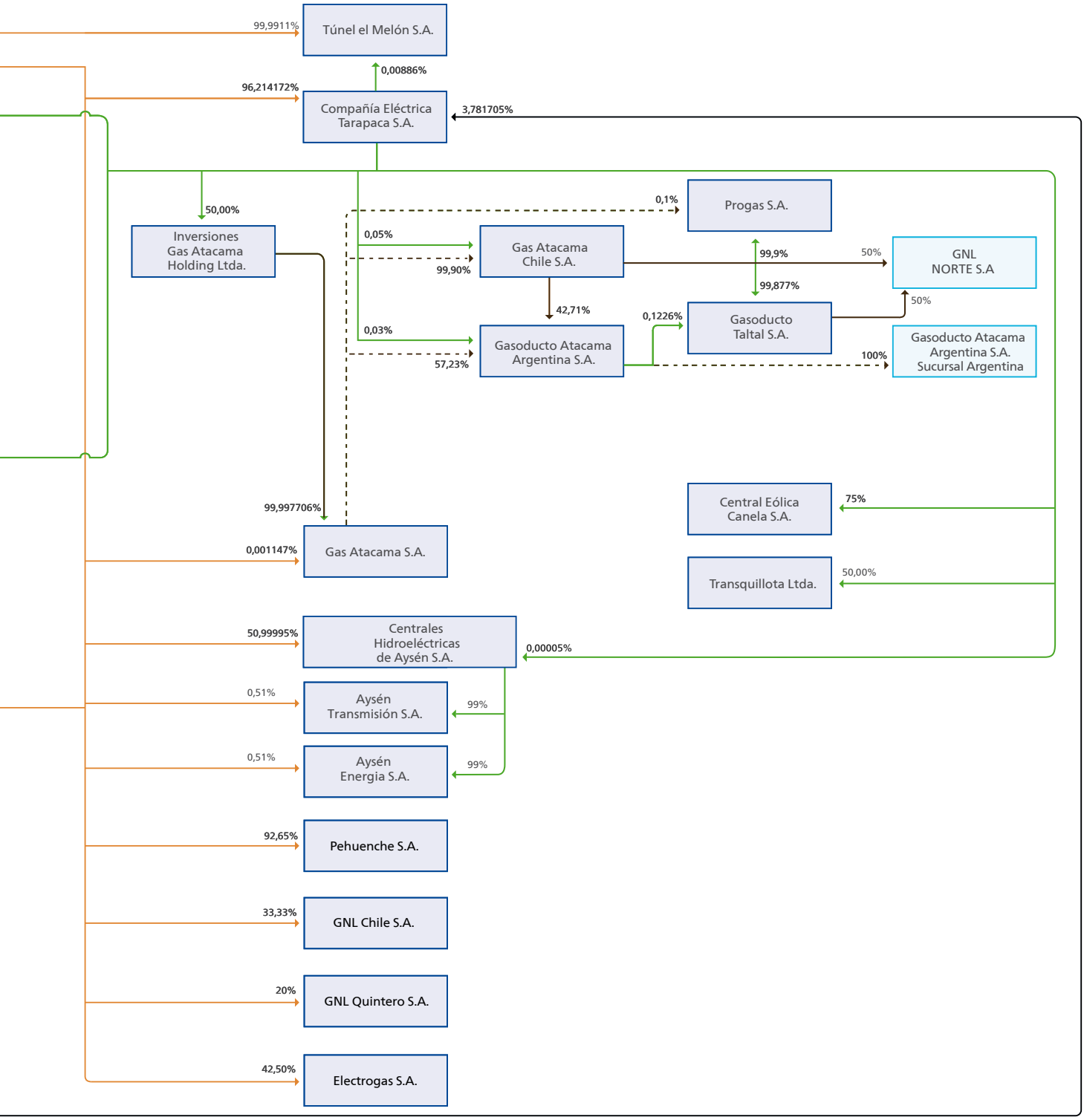
Perímetro de Participaciones Societarias de Enersis




enersis
Compañía Eléctrica Tarapaca S.A.
3,781705%
96,214172%
Emgesa S.A.
21,607631%
26,873987 %
(*) 94,95 % sobre Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.
59,98%
0,01276445%
99,0778566%
chilectra
endesa chile
EEC S.A.
55 %
Endesa Cemsa S.A.
45%
EASA
100%
Codensa S.A.
9,35%
39,13%
27,1941%
23,4184%
Distrilec Inversora S.A.
0,8875 %
Yacilec S.A.
22,22%
22,2494 %
20,8477%
Edesur S.A.
56,3577%
39,00155%
Generandes Perú S.A.
60,99845%
Inversora Dock Sud S.A.
57,1417 %
50,00%
54,19961%
Sacme S.A.
Edegel S.A.
29,3974%
Edelnor S.A.
24,00%
51,684%
3,996592%
5,328342 %
Endesa Brasil S.A.
34,640090%
Inversiones Distrilima S.A.
69,846%
50,093666 %
30,154%
5,941306%
En -Brasil Comercio e Serviços S.A.
99.9999%
99,95%
Eólica Fazenda Nova Geraçao e Comercializaçao de Energia S.A.
0,0001%
0,975 %
EGP Modelo I Eólica
21,383694%
10,344606%
21,022414%
Ampla Energia S.A.
46,886283%
0,975 %
EGP Modelo II Eólica
58,867455 %
15,1836062 %
100%
100%
99,754055 %
Coelce S.A.
CIEN S.A.
C.G.T Fortaleza S.A.
Cachoeira Dourada S.A.

Perímetro de Participaciones Societarias de Endesa Chile





Argentina Brasil Chile Colombia Perú Islas Caymán

Hechos Relevantes de la Entidad

Enersis

2014

Hechos Relevantes o Esenciales

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045, sobre Mercado de Valores, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, se informan los siguientes hechos esenciales:

- Con fecha 14 de enero, el Directorio de Enersis S.A.acordó, por la unanimidad de sus miembros, presentar una oferta pública voluntaria de adquisición de acciones dirigida a los accionistas de su filial Companhia Energética do Ceará - COELCE ("Coelce"), domiciliada en la República Federativa del Brasil.

  Enersis S.A. ya filializa, controla y consolida la sociedad Coelce, a través de la sociedad Enel Brasil S.A. la cual tiene a esta fecha el 58,87% de las acciones emitidas por Coelce, que corresponden a un 91,66% de acciones ordinarias y a un 6,26% de acciones preferidas clase A.

  Enersis S.A. ("Oferente"), asistida por el Banco Itaú BBA S.A. ("Itau BBA"), en calidad de intermediaria, publicará oportunamente el prospecto ("Edital") de Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones ("OPA") para adquirir todas las acciones de todas las series emitidas por Coelce (ordinarias, preferentes Clase A y preferentes Clase B) y que están en circulación en el mercado, a un precio por acción de R$49. Este precio será pagadero a la vista, el 20 de febrero de 2014, en moneda de curso legal de Brasil, de acuerdo a las reglas establecidas en la legislación y normativa brasileña, rigiéndose esta OPA según lo dispuesto en la Instrução CVM N°361/2002. Este precio representa un premio de 20,1% con respecto al precio medio, ponderado por volumen, de las acciones preferentes clase A en los últimos 30 días bursátiles (hasta el 13 de enero de 2014, inclusive).

  En el evento que durante la ejecución de esta OPA todos los accionistas de Coelce vendieran sus acciones a Enersis S.A., esta sociedad tendría que desembolsar la cantidad aproximada de $340.212 millones de pesos chilenos, equivalente a USD 645 millones, considerando un tipo de cambio de 527,53 pesos por dólar.

  Esta transacción, al tratarse de una compra de una participación ya controlada, no genera efectos en el Estado de Resultados de Enersis y no modificará los valores de los activos y pasivos de Coelce registrados en el balance consolidado de Enersis al momento de la transacción. La diferencia que se produzca entre los valores registrados por Coelce y el valor que desembolsará Enersis por la adquisición, será registrado en Patrimonio (otras reservas) en el momento en que se perfeccione la transacción. A partir de este momento los efectos de la mayor participación se verán reflejados en los Estados de Resultados de la Oferente.

  El plazo de aceptación de la OPA será de 33 días corridos contados desde la publicación del Edital en los medios de comunicación brasileros, lo que ocurrirá el 16 de enero de 2014, debiendo la subasta de la OPA ocurrir a las 16:00 horas (hora de Brasilia) del día 17 de febrero de 2014. Los demás términos y condiciones de la OPA serán divulgadas en el Edital de la OPA que será oportunamente publicado.

Se informa, asimismo, que PricewaterhouseCoopers Corporate Finance & Recovery Ltda, de Brasil, elaboró el informe de evaluación ("Laudo de Avaliação") de Coelce que, conjuntamente con el Edital de Oferta Pública Voluntária para Aquisição de Ações Ordinárias, Ações Preferenciais A e Ações Preferenciais B em Circulação de Emissão da Companhia; estará a disposición de los interesados a contar del día 14 de enero de 2014, en la sede social de Enersis S.A., de Coelce, del Banco Itaú BBA, de la BM&FBOVESPA S.A.– Bolsa de Valores, Mercadorias e Futuros-, y de la CVM, así como en los siguientes sitios web: www.enersis.cl; www.coelce.com.br/ri.htm (acceder "OPA Enersis"); http://www.itaubba.com.br/portugues/atividades/prospectos-to-iubb.sp, www.cvm.gov.br y www.bmfbovespa.com.br. Adicionalmente la lista de accionistas de Coelce estará a disposición en las sedes sociales de las entidades antes mencionadas.

Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de US$2.400 millones en efectivo.

- Con fecha 17 de febrero de 2014, se informó con carácter de hecho esencial que en el marco de la oferta pública voluntaria de adquisición de acciones dirigida a los accionistas de la filial de Enersis S.A. ("Oferente"), Companhia Energética do Ceará – COELCE ("Coelce"), se ha realizado con fecha de hoy la subasta para adquirir las acciones de todas las series emitidas por esta última sociedad que estaban en circulación en el mercado.

  Durante la subasta, Enersis no incrementó el precio ofertado por estimar que el precio ofrecido era el adecuado y el conveniente para los intereses sociales de la compañía. El resultado de la subasta por cada una de las series de acciones de Coelce es el siguiente:

  - Acciones Ordinarias: Enersis adquirió 2.964.650 acciones ordinarias que representan más de 2/3 del total de las acciones de esta serie en circulación, lo que corresponde a un 6,17% del total de acciones de la serie referida y a un 3,81% del capital social de Coelce.

  - Acciones Preferidas Clase A: al no haberse sobrepasado los 2/3 del total de acciones en circulación de la serie referida, Enersis adquirió 1/3 de la acciones de dichas series, para lo cual los accionistas de esta serie que concurrieron a la oferta, vendieron a prorrata sus respectivas participaciones al Oferente, adquiriendo Enersis 8,818,006 acciones preferidas clase A, lo que corresponde aproximadamente a 31,21% del total de las acciones de la referida serie y a 11,33% del capital social de Coelce.

  - Acciones Preferidas Clase B: Enersis adquirió 424 acciones preferidas clase B que representan menos de 1/3 del total de las acciones de esta serie en circulación, lo que corresponde a 0,03% del total de las acciones de la referida serie y a un 0,00054% del capital social de Coelce.

  Como resultado de la subasta, Enersis adquirió a un valor de R$49, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas clase A y 424 acciones preferidas clase B, lo que representa un desembolso aproximado de $132.340 millones de pesos chilenos, equivalentes a USD 242 millones, considerando un tipo de cambio de 546,99 pesos por dólar, pago que se materializará el 20 de febrero próximo ("Fecha de liquidación"), en moneda corriente del Estado Federativo del Brasil y en los términos en que fue comunicado al mercado en el hecho esencial del pasado 14 de enero.

  De esta manera y en el marco del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado durante el ejercicio 2012, Enersis ha incrementado su participación accionarial en su filial Coelce en un 15,13%, lo que significa que actualmente tiene directa e indirectamente el 74% de las acciones de la sociedad, distribuidas de la siguiente forma: 47.026.083 acciones ordinarias, 10.588.006 acciones preferidas clase A y 424 acciones preferidas clase B.

  Al haberse sobrepasado los 2/3 del total de acciones en circulación en la serie de acciones ordinarias de Coelce, Enersis prorrogará la vigencia de la oferta para dicha serie por tres meses adicionales a partir de hoy, de acuerdo a la legislación aplicable, para que los accionistas referidos que aún no han concurrido a la oferta, puedan vender su participación dentro de ese plazo a un precio final de adquisición de acciones de R$49, ajustado por la tasa SELIC y calculado pro rata desde la Fecha de Liquidación hasta la fecha de pago de efectivo, en términos de la Instrução CVM 361/02. El plazo que tendrá el oferente para pagar a los accionistas que concurran durante este periodo a vender sus acciones, será de 15 días corridos contados desde la fecha en que sea ejercida dicha facultad por parte del respectivo accionista, Cualquier accionista que tenga acciones ordinarias de Coelce que desee vender sus acciones en los términos referidos, deberá enviar una comunicación dirigida a Regina Alcãntar, haciendo referencia a la Oferta Pública Voluntaria para Adquisición de Acciones presentada por Enersis, a la dirección calle Padre Veldevino, n° 150, 60,135-040, Fortaleza, CE.
  En esta comunicación el accionista deberá informar el

número de acciones ordinarias que pretende vender. El procedimiento de venta de las acciones ordinarias de Coelce en los términos referidos se encontrará detallado el el sitio web de Enersis www.enersis.cl y en el sitio web de su filial Coelce www.coelce.com.br/ri.htm, en el link "OPA Enersis".

La adquisición de acciones de Coelce no genera efectos en los Estados de Resultados Integrales de Enersis por tratarse de una compra de una participación ya controlada y no modifica los valores de los activos y pasivos de Coelce registrados en el balance consolidado de Enersis, Los efectos de esta mayor participación accionaria por parte de Enersis comenzarán a verse reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante a partir de este momento.

- Con fecha 1 de abril de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, que, nuestra filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. ha suscrito contratos para la construcción del Proyecto Hidroeléctrico Los Cóndores de 150 MW, el que se encuentra localizado en la VII Región. Esta central hidroeléctrica, en la que se invertirán MMUSD 661,5, aprovechará las aguas del embalse Laguna El Maule y se espera que entre en operación comercial a fines del año 2018. Con fecha de ayer, se adjudicó el contrato de obras civiles de dicho proyecto al Consorcio Ferrovial Agroman.

  Los efectos en resultados de la mencionada inversión no son cuantificables a esta fecha.

- Con fecha 1 de abril de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, que, con fecha de 31 de marzo, el Directorio de nuestra filial Empresa Nacional de Electricidad S.A. (en adelante "Endesa Chile"), acordó aceptar la oferta de Southern Cross Latin American Private Equity Fund III, L.P., (en adelante "Southern Cross"), relativa a la venta y enajenación directa de todos los derechos sociales que esta sociedad tiene en Inversiones GasAtacama Holding Limitada (equivalentes al 50% de dicha sociedad); 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. Lo anterior, de conformidad al Acta de Conciliación, suscrita con fecha 18 de junio de 2013, por Southern Cross, y Endesa Chile, en el marco del arbitraje seguido con Southern Cross.

  El precio total de venta por los activos mencionados, incluida la cesión del crédito antes indicado, asciende a la suma de US$ 309.000.000. Las partes tendrán hasta 30 días corridos, a contar de hoy, para la suscripción de los documentos y contratos de cierre de la operación.

  Como consecuencia de esta operación se extingue el pacto de accionistas suscrito entre Southern Cross y Endesa Chile, 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.; Gadosucto 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.

  Al cierre del ejercicio 2013, GasAtacama obtuvo un EBITDA de 114 MUSD y una utilidad neta de 69 MUSD. Además, la compañía cuenta con una posición de caja, equivalentes de efectivo y activos financieros realizables por importe de 222 MUSD. La sociedad mantiene una deuda financiera con sus socios por importe de 56,6 MUSD. A partir del perfeccionamiento de la adquisición, Enersis, a través de su filial Endesa Chile, obtendrá el control de Inversiones GasAtacama Holding Limitada y de sus filiales, por lo que consolidará íntegramente el 100% de su participación, dejando de registrarla a valor patrimonial proporcional del 50% como inversión en un negocio conjunto.

- Con fecha 23 de abril de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, que, en junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2014, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N° 88, de $1,42964 por acción), y un dividendo adicional, que ascendió a un total de $ 329.257.075.000, que equivale a $6,70683 por acción.

  Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N° 88 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N° 89 ascendente a $ 259.071.983.050, que equivale a $ 5,27719 por acción.

- Con fecha 30 de abril de 2014 se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  1.- Con fecha 30 de abril de 2014 y según lo resuelto por Directorio de Enersis S.A.en sesión celebrada el día 29 de Abril de 2014, Enersis S.A. suscribió el contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tiene indirectamente en Generandes Perú S.A. (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), sociedad controladora de Edegel S.A.A. La compraventa referida contempla un precio de US$ 413 millones pagadero una vez transferidas las acciones, lo que ocurrirá verificadas ciertas condiciones suspensivas previstas en aquélla.

  2.- Considerando que Enersis S.A. ya controla y por tanto consolida Generandes Perú S.A. y Edegel S.A.A., esta operación no genera efectos en los Estados de Resultados Integrales de Enersis y no modifica

los valores de los activos y pasivos de dichas filiales registrados en el Balance Consolidado de Enersis S.A. Los efectos de esta mayor participación accionaria por parte de Enersis S.A. se verán reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante a partir del momento en que se verifiquen las condiciones suspensivas mencionadas.

3.- Como consecuencia de dicha compraventa y una vez que se verifiquen las condiciones suspensivas de la operación, Enersis S.A. filializará y consolidará las siguientes sociedades: Inkia Holdings (Acter) Limited; Southern Cone Power Ltd.; Latin America Holding I Ltd.; Latin America Holding II Ltd, y Southern Cone Power Perú S.A.A.

4.- Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de US$2.400 millones en efectivo.

- Con fecha 19 de mayo de 2014, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

1.- Que, al cierre de la jornada bursátil del viernes 16 de mayo terminó el periodo de 90 días adicionales para la compra de acciones ordinarias remanentes con ocasión de la Oferta Pública Voluntaria para adquisición de Acciones ("OPA") efectuada por parte de Enersis S.A. (Enersis) respecto de las acciones emitidas por su filial brasilera Companhia Energética do Ceará – COELCE ("Coelce") cuya subasta tuvo lugar el pasado 17 de febrero de 2014, por haberse logrado una aceptación superior al 2/3 de las acciones de la serie ordinaria a la finalización del periodo de suscripción regular.

2.- Que, finalizado este último periodo de 90 días, Enersis adquirió 38.162 acciones ordinarias adicionales equivalentes al 0,049% del capital de Coelce a un valor promedio ponderado de R$ 49,20 para lo cual se efectuó una inversión adicional de R$ 1.877.427.

3.- De esta manera y como resultado final de la OPA, en sus periodos regular y adicional de compra antes indicados, Enersis adquirió en forma total a un valor promedio ponderado de R$ 49,00, 3.002.812 acciones ordinarias, 8,818,006 acciones preferidas Clase A, a un valor de R$ 49,00 y 424 acciones preferidas Clase B a un valor R$ 49,00, lo que representa un desembolso aproximado de $ 132.803 millones de pesos chilenos, equivalentes a USD 243 millones. En consecuencia, la participación final directa e indirecta de Enersis S.A. en su filial Coelce es de 74,05%.

La adquisición de acciones emitidas por Coelce no genera efectos en los Estados de Resultados Integrales de Enersis S.A. por tratarse de una compra de una participación en una sociedad ya controlada y tampoco modifica los valores de los activos y pasivos de Coelce ya registrados en el balance consolidado de Enersis S.A. Los efectos de esta mayor participación accionaria de Enersis se han visto reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante a medida que se han realizado las correspondientes adquisiciones accionariales.

- Con fecha 31 de julio de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado en esa misma fecha por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en el Reino de España, que da cuenta de la propuesta de reorganización societaria recibida de Enel, S.P.A.

- Con fecha 3 de septiembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial lo siguiente:

1.- Que, según lo informado por esta Sociedad mediante Hecho Esencial de fecha 30 de abril de 2014, Enersis S.A. suscribió un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tiene indirectamente en Generandes Perú S.A. ("Generandes") (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), sociedad a su vez controladora de la compañía generadora de electricidad peruana Edegel S.A. A, ("Edegel"). La compraventa referida se acordó por un precio de US$ 413 millones, el cual sería pagadero una vez transferidas las acciones, lo que ocurriría una vez verificadas ciertas condiciones suspensivas previstas en dicho contrato.

2.- Que, cumplidas las condiciones suspensivas previstas en el mencionado contrato de compraventa, con fecha 3 de septiembre Enersis S.A. adquirió en el precio acordado y le han sido transferidas la totalidad de las acciones de las que Inkia Americas Holdings Limited era titular indirectamente en Generandes, equivalentes al 39,01% de las acciones emitidas por esta última sociedad. A su vez, Generandes es titular del 54,20% de las acciones emitidas por Edegel.

3.- Considerando que Enersis S.A. ya controla y por tanto consolida Generandes y Edegel, esta operación no modifica los valores de los activos y pasivos de dichas filiales registrados en el Balance Consolidado de Enersis S.A. Los efectos de esta mayor participación

accionaria por parte de Enersis S.A. se verán reflejados en los Estados de Resultados de la sociedad dominante a contar de esta fecha.

4.- Como consecuencia de esta compraventa, Enersis S.A. filializará y consolidará las siguientes sociedades: Inkia Holdings (Acter) Limited; Southern Cone Power Ltd.; Latin America Holding I Ltd.; Latin America Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

5.- Esta operación se enmarca dentro del proceso de utilización de los fondos recaudados en el aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, y que concluyó satisfactoriamente con la suscripción del 100% de las acciones disponibles a marzo de 2013, recaudando cerca de US$2.400 millones en efectivo.

- Con fecha 11 de septiembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado en esa misma fecha por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en el Reino de España.

- Con fecha 17 de septiembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado esa misma fecha por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en el Reino de España. Dicho hecho relevante trae adjuntos dos informes emitidos por Bank of America Merrill Lynch y Deutsche Bank, los cuales también se acompañan al hecho esencial.

- Con fecha 19 de septiembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante de Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en el Reino de España, que da cuenta de la Convocatoria a Junta General Extraordinaria de Accionistas ya anunciada en hecho relevante difundido el 17 de septiembre del año en curso.

- Con fecha 2 de octubre de 2014, el Comité de Directores y el Directorio de Enersis han recibido dos informes de evaluación independiente realizados por IM Trust Asesorías Financieras S.A. y por Itaú BBA de Banco Itaú Chile, respectivamente, copia de los cuales se adjuntan a la presente comunicación y, de conformidad con el artículo 147 de la Ley 18.046, serán puestos a disposición de los accionistas en las oficinas sociales de Enersis S.A. ubicadas en Santa Rosa 76, Santiago y en el sitio Internet de la sociedad: www.enersis.cl, a contar de esta fecha.

  Los informes señalados fueron solicitados por los mencionados órganos societarios de la Compañía, con ocasión del estudio de una eventual operación entre partes relacionadas, en adelante, la Operación.

  La Operación tiene por finalidad proceder al reintegro del capital de Inversora Dock Sud S.A. ("IDS") y Central Dock Sud S.A. ("CDS"), filiales argentinas de Enersis S.A., las cuales arrastran pérdidas acumuladas, por lo cual se ha considerado como solución viable y eficiente, un aumento de capital en dichas sociedades en el que diversos acreedores condonen los intereses y aporten los créditos que tienen contra CDS, Enersis no tiene créditos por cobrar a IDS ni a CDS, pero sí los tiene su sociedad matriz domiciliada en España, Endesa Latinoamérica, S.A. (ELA), que no es accionista de ninguna de estas últimas sociedades, y a la cual Enersis compraría tales créditos. Dicha Operación consiste en los siguientes actos y contratos: a) Compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales es propietaria su matriz ELA, contra CDS. Los créditos objeto de la compraventa son los que se individualizan en los mencionados informes, b) Aceptación de la Oferta recibida con fecha 19 de septiembre de Pan American Energy LLC, Pan American Energy Holdings Ltd, y Pan American Sur S.A. en su calidad de accionistas de Central Dock Sud, S.A. con el fin de acordar la capitalización de dicha sociedad, En dicha oferta se manifiesta que parte de los créditos adquiridos por Enersis, serán parcialmente amortizados en efectivo por CDS, c) Condonación por Enersis de los intereses asociados a los créditos adquiridos y capitalización en IDS y CDS del remanente de ellos, Los restantes accionistas llevarán a cabo análogas condonaciones y capitalizaciones con los créditos que poseen, d) Eventuales reducciones de capital en IDS y CDS.

  La Operación, además de restablecer el patrimonio de CDS, está orientada a poder mantener las actuales participaciones de los accionistas en dicha sociedad: Enersis (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

  En los próximos días y dentro de los plazos previstos por el numeral 5) del artículo 147 de la LSA, el Comité de Directores evacuará el informe exigido por el artículo 50 Bis y los directores individualmente se pronunciarán respecto de la conveniencia de la Operación para el interés social. De considerarse conveniente, el Directorio de la Compañía convocará a una Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad a la que se someterá la aprobación de la Operación.

  Los efectos en resultados de Enersis S.A. de la Operación no son cuantificables a esta fecha.

- Con fecha 6 de octubre de 2014 se informó con carácter de hecho esencial que el Comité de Directores de Enersis S.A., en su sesión extraordinaria celebrada el día 6 de octubre, ha emitido su informe, de conformidad con el artículo 50 bis de la Ley de Sociedades Anónimas. Dicho informe se refiere al análisis de la operación consistente en

la compraventa por Enersis S.A. a Endesa Latinoamérica, S.A. de los créditos que esta última posee contra Central Dock Sud S.A. (CDS) y la posterior condonación de intereses y aportación de dichos créditos al capital de Inversora Dock Sud S.A. (IDS) y al de CDS, a su valor facial y en igualdad de condiciones por los acreedores y accionistas de CDS, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis, parcialmente amortizado en efectivo, así como las eventuales reducciones de capital de tales filiales argentinas. Copia de dicho informe quedó a disposición de los accionistas en las oficinas sociarias de Enersis ubicadas en Santa Rosa 76, piso 15, Santiago de Chile, y en el sitio de internet de la sociedad www.enersis.cl.

- Con fecha 8 de octubre se informó el siguiente hecho esencial:

  I. Los siete directores de Enersis S.A., dentro del plazo legal previsto en el Artículo 147 numeral 5) de la Ley de Sociedades Anónimas, entregaron sus respectivas opiniones individuales relativas a la Operación Dock Sud, sobre la cual se ha informado mediante hechos esenciales de fechas 2 y 6 de octubre de 2014. Dichas declaraciones individuales permiten dar cumplimiento a lo preceptuado en el Título XVI de la Ley de Sociedades Anónimas (LSA).

  II. Con esa misma fecha, el Directorio de Enersis acordó aprobar la compra de créditos a Endesa Latinoamérica, S.A. contra Central Dock Sud S.A. y la condonación de intereses y demás conceptos relacionados, la posterior capitalización parcial de los principales de las deudas y eventuales reducciones de capital, tal como se describe en los informes independientes emitidos por los evaluadores Itaú BBA de Banco Itaú Chile e IM Trust y señalar que las opiniones individuales de los Directores consideran que los valores máximos a los cuales esta Operación de Compraventa cumple con el interés social varían entre US$23,8 y 33,8 millones, el que en definitiva determinará la Junta Extraordinaria de Accionistas. El Directorio dejó expresa constancia que, con la aprobación precedente, se cumplía lo dispuesto en el artículo 14 Bis de los estatutos sociales de la Compañía y que, en ningún caso, ello podía estimarse como un pronunciamiento bajo los términos del Título XVI de la LSA.

     Copia de las mencionadas declaraciones individuales y de la declaración colectiva del Directorio han sido puestas a disposición de los accionistas en las oficinas sociales de Enersis S.A. ubicadas en Santa Rosa 76, Santiago y en el sitio Internet de la sociedad: www,enersis,cl, a contar de esta fecha.

  III. El Directorio de la Compañía acordó convocar a Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. a celebrarse el día martes 25 de noviembre de 2014, a las 12:00 horas, en el Auditorio del Edificio Corporativo de Enersis S.A. ubicado en Santa Rosa 76, Comuna de Santiago, con el objeto que los accionistas conozcan y se pronuncien sobre las siguientes materias:

     1.- Aprobar, conforme a los términos del Título XVI de la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas ("LSA"), la operación con partes relacionadas que consta de los siguientes actos y contratos:

        a) Compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales es propietario su matriz Endesa Latinoamérica, S.A. en contra de Central Dock Sud S.A. (CDS). Los créditos objeto de la compraventa son los que se individualizan a continuación y cuyos antecedentes se encuentran a disposición de los accionistas en el domicilio social y en el sitio Web de la Sociedad: www.enersis.cl:

           i) Crédito otorgado el 16 de abril de 1999 por un total de US$ 258.000.000 con una participación del 57% de Endesa Internacional S.A. (hoy Endesa Latinoamérica, S.A.) y un 43% por Repsol International Finance B,V, (cedido a YPF International S.A.) con el fin de cubrir parte de los costos del proyecto para la construcción de la planta de ciclo combinado, con un plazo de pago máximo de 13 años ("Crédito Sindicado"). A efectos de asegurar el cumplimiento de las obligaciones de la financiación, Central Dock Sud S.A. constituyó una serie de garantías a favor de los acreedores de la misma, entre las que se incluyen hipoteca sobre el terreno en el que se asienta la planta de generación eléctrica, prenda fija con registro sobre los equipos y bienes muebles que integren la planta, entre otras, Además, los accionistas Inversora Dock Sud S.A., YPF S.A. y Pan American Energy Holdings Ltd, prendaron sus acciones de Central Dock Sud, en garantía del cumplimiento de las obligaciones que surgen de este financiamiento. Hasta la fecha, el Crédito Sindicado ha sufrido diversas amortizaciones y prórrogas, lo que hacen que al 31 de diciembre de 2013, la deuda consolidada incluyendo los intereses punitorios y comisiones establecidos contractualmente devengados ascendía a

US$ 147.877.451 (capital: US$ 90.704.696 e intereses y comisiones: US$ 57.172.755).

ii) Crédito otorgado el 8 de noviembre de 2007 por un total de US$ 34,000,000, con una participación del 40% por Endesa Internacional S.A. (hoy Endesa Latinoamérica, S.A.), un 40% YPF International S.A. y un 20% Pan American Energy LLC (posteriormente cedida a Pan American Sur S.A.), con vencimiento en septiembre de 2013 ("Préstamo de los Accionistas"). El Préstamo de los Accionistas fue prorrogado hasta septiembre 2014. El saldo adeudado por este préstamo, ascendía a US$ 45.520.806 al 31 de diciembre de 2013 (capital US$ 34,000,000 e intereses: US$ 11.520.806).

b) Que Enersis S.A., en su calidad de acreedor, acuerde con su filial Central Dock Sud S.A. la pesificación de los créditos individualizados en la letra anterior.

c) Que Enersis S.A. aporte a su filial argentina Inversora Dock Sud S.A. (IDS) el 99,14% (noventa y nueve coma catorce por ciento) del crédito que le adeuda CDS en virtud del Crédito Sindicado, porcentaje que asciende a US$ 51.384.667 (cincuenta y un millones trescientos ochenta y cuatro mil seiscientos sesenta y siete dólares estadounidenses) equivalentes a AR$ 335.079.412 (trescientos treinta y cinco millones setenta y nueve mil cuatrocientos doce pesos argentinos) y aporte a CDS el 0,86% (cero coma ochenta y seis por ciento) restante del crédito que le adeuda CDS en virtud del Crédito Sindicado, porcentaje que asciende a U$S 445.538 (cuatrocientos cuarenta y cinco mil quinientos treinta y ocho dólares estadounidenses) equivalentes a AR$ 2.905.355 (dos millones novecientos cinco mil trescientos cincuenta y cinco pesos argentinos). En forma previa, Enersis condonará a CDS el 100% (cien por ciento) de los intereses financieros, resarcitorios y punitorios devengados y asociados a dicho crédito, así como también las Comisiones Ecualizadora y por Contragarantías, junto con todos los intereses financieros, punitorios y resarcitorios devengados y asociados a estas comisiones, que corresponden al Crédito Sindicado.

d) Que Enersis aporte a IDS el 0,68% (cero coma sesenta y ocho por ciento) del crédito que le adeuda CDS en virtud del Préstamo de los Accionistas que asciende a US$ 92.234 (noventa y dos mil doscientos treinta y cuatro dólares estadounidenses) equivalentes a AR$ 601.458 (seiscientos un mil cuatrocientos cincuenta y ocho pesos argentinos), previa condonación del 100% (cien por ciento) de los intereses financieros, resarcitorios y punitorios devengados y que corresponden al Préstamo de los Accionistas.

e) Proponer en las instancias societarias correspondientes de sus filiales IDS y CDS la convocatoria y celebración de las asambleas extraordinarias de accionistas necesarias para aprobar los aumentos de capital que se requieran para llevar a efecto los actos y contratos indicados en las letras b), c) y d) anteriores.

f) Aquellos otros aspectos de la operación descrita que la junta de accionistas estime del caso aprobar y que sean funcionales o accesorios a la operación y actos descritos en las letras anteriores.

2.- Reformar los estatutos de la Compañía, modificando al efecto los siguientes artículos:

(1) modificación los artículos quinto permanente y segundo transitorio de los estatutos sociales con el objeto de dar cumplimiento al artículo 26 de la Ley de Sociedades Anónimas y la Circular N° 1370 de fecha 30 de enero de 1998 emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros, modificada por la Circular N° 1736 de fecha 15 de enero de 2005, para reconocer en el capital cambios producidos como consecuencia de los últimos aumentos de capital realizados en la Sociedad. En consecuencia, se requiere modificar el capital social aumentándolo en la cantidad de $135.167.261.000 correspondiente al saldo de la cuenta de "Prima de Emisión", una vez descontada la suma correspondiente a la cuenta de "Costos de Emisión y Colocación de Acciones", incluida en Otras reservas, sin realizar ninguna distribución a los accionistas como dividendo. El capital de la Sociedad, luego del aumento ya indicado, quedaría en la suma de $5.804.447.986.000, dividido en el mismo número de acciones en que actualmente se divide el capital social, esto es, 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal.

(2) modificación del artículo Décimo Quinto, con el objeto de agregar que las sesiones extraordinarias de Directorio se efectuarán cuando las cite el Presidente o a petición de uno o más Directores, previa calificación que el Presidente haga de la necesidad de la reunión, salvo que esta sea solicitada por la mayoría absoluta de los directores, caso en el cual deberá necesariamente celebrarse la sesión sin calificación previa.

(3) modificación del artículo Vigésimo Segundo para agregar que el diario en el que se efectuarán las convocatorias a Juntas será uno del domicilio social de la Compañía.

(4) Modificación del artículo Vigésimo Sexto para precisar que el artículo precedente al que se hace referencia es el Vigésimo Quinto.

(5) modificación del artículo Trigésimo Séptimo para actualizarlo según los términos de la Ley de Sociedades Anónimas, Reglamento de Sociedades Anónimas y normativa complementaria.

(6) modificación del artículo Cuadragésimo Segundo para agregar que como requisito del árbitro que resolverá las diferencias que se produzcan entre los accionistas, entre estos y la Sociedad o sus administradores, deberá haberse desempeñado a lo menos tres años consecutivos como profesor de las cátedras de Derecho Económico o Comercial en las Facultades de derecho de las Universidades de Chile, Católica de Chile o Católica de Valparaíso.

(7) otorgamiento de un texto refundido de los estatutos sociales.

3.- Adoptar todos los acuerdos necesarios, conducentes y convenientes para el perfeccionamiento y materialización de las respectivas decisiones que adopte la Junta, incluyendo, pero no limitados, a establecer los términos de la compraventa de créditos entre Enersis S.A. y Endesa Latinoamérica S.A., el registro e inscripciones de la cesión que correspondan; facultar ampliamente al Directorio para adoptar cualquier acuerdo que se requiera para complementar o dar cumplimiento a lo que resuelva la Junta o para satisfacer cualquier exigencia legal, reglamentaria o administrativa o requerimiento de la Superintendencia de Valores y Seguros, de la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América, del Servicio de Impuestos Internos o, del Banco Central de la República de Chile o de Argentina, o cualquier autoridad pública de dichos países, o en general, de cualquier otra autoridad pública competente, facultando al efecto al Gerente General, al Subgerente General y al Fiscal de la sociedad para que actuando individualmente uno cualquiera de ellos realicen todas las gestiones, actuaciones y actos jurídicos que resulten necesarios o convenientes para llevar a cabo lo señalado y para materializar las reformas estatutarias antes indicadas.

4.- Información sobre acuerdos correspondientes a operaciones con partes relacionadas regidas por el Título XVI de la Ley sobre Sociedades Anónimas, adoptados con posterioridad a la última junta ordinaria de accionistas y otros acuerdos de directorio de preceptiva información.

Todas las proposiciones precedentemente indicadas no privan a la Junta de su plena competencia para, en su caso, acogerlas, rechazarlas, modificarlas o acordar algo distinto.

Los accionistas podrán obtener copia íntegra de los documentos que explican y fundamentan las materias que se someten al conocimiento y a la resolución de la Junta en el domicilio social, ubicado en Santa Rosa 76, Piso 15 (Gerencia de Inversiones y Riesgos), Santiago de Chile, con al menos quince días de anticipación a la celebración de esta junta, Asimismo, aquéllos se encontrarán, en dicha oportunidad, a disposición de los señores accionistas en el sitio Web de la Sociedad, Desde ya se encuentran a disposición de los señores accionistas en los lugares indicados y en relación a la Operación DockSud, copia de los informes emitidos por los evaluadores independientes IM Trust Asesorías Financieras S.A. y Itaú BBA de Banco Itaú Chile, del informe del Comité de Directores, de las declaraciones individuales de cada uno de los señores directores de Enersis S.A. y de la declaración colectiva del Directorio.

- Con fecha 8 de octubre de 2014, se adjuntó, en carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado en esa fecha por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en España, que tiene relación con los hechos esenciales publicados previamente con fecha 11 y 17 de septiembre de 2014. El hecho relevante publicado, da cuenta de la aprobación de un nuevo dividendo extraordinario para los accionistas de Endesa S.A. y una nueva política de dividendos para el período 2014-2016.

- Con fecha 16 de octubre de 2014, se adjuntó, en carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en España, que tiene relación con los hechos esenciales publicados previamente con fecha 11 y 17 de septiembre y 8 de octubre de 2014. El hecho relevante publicado, da cuenta de información financiera consolidada pro-forma correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2014, junto con el Informe Especial elaborado por Ernst & Young, lo que fue aprobado por el Consejo de Administración de Endesa, S.A. en sesión celebrada con fecha 16 de octubre de 2014.

- Con fecha 21 de octubre de 2014, se adjuntó, en carácter de hecho esencial, copia de hecho relevante publicado por Endesa, S.A., matriz de Enersis S.A., domiciliada en España, que tiene relación con los hechos esenciales publicados previamente con fecha 11 y 17 de septiembre, 8 y 21 de octubre de 2014. El hecho relevante publicado, da cuenta de los acuerdos aprobados por la Junta General Extraordinaria de Accionistas de Endesa, S.A. con fecha 21 de octubre de 2014, en la cual se aprobó, entre otros, la venta a Enel Energy Europe, Sociedad Limitada Unipersonal del 20,3% de las acciones de Enersis S.A. que son titularidad directa de Endesa, S.A. y el 100% de las acciones de Endesa Latinoamérica, S.A. (propietaria de un 40,32% de las acciones de Enersis S.A.) por un valor total de 8.252.9 millones de euros.

- Con fecha 23 de octubre de 2014, se informó en carácter de hecho esencial, y en relación con los hechos esenciales publicados previamente con fecha 11 y 17 de septiembre, 8 y 21 de octubre de 2014 que, con fecha 23 de octubre de 2014, Endesa, S.A. materializó la venta a Enel Energy Europe, S.R.L. de 9.967.630.058 acciones, equivalentes al 20,3% del capital social de Enersis S.A., que eran titularidad directa de Endesa, S.A. y el 100% de las acciones de Endesa Latinoamérica, S.A. (propietaria su vez de 19.794.583.473 acciones, equivalentes al 40,32% del capital social de Enersis S.A.). Dicha transferencia quedó registrada en esta misma fecha en el Registro de Accionistas de Enersis S.A.

  Endesa, S.A. es controlada en un 92,063% por Enel Energy Europe S.R.L. Como consecuencia de la operación informada, Endesa Latinoamérica, S.A., pasa a ser controlada en un 100% por Enel Energy Europe S.R.L., Por su parte, Enel Energy Europe S.R.L. es controlada en un 100% por su matriz Enel SpA, sociedad italiana listada en la bolsa de valores de Milán.

  En consecuencia, y conforme a los traspasos de acciones anteriormente indicados, Enel SpA se mantiene como controlador final de Enersis S.A., y, en lo sucesivo, dicho control será ejercido a través de Enel Energy Europe S.R.L., en reemplazo de Endesa, S.A., con un 20,3% de las acciones emitidas por Enersis S.A. y a través de Endesa Latinoamérica, S.A., con un 40,32% de las acciones emitidas por Enersis S.A. Se adjunta estructura explicativa del control sobre Enersis S.A.

- Con fecha 27 de octubre de 2014, se informó en carácter de hecho esencial que nuestra filial argentina, Endesa Costanera S.A. (en la que Enersis tiene una participación económica indirecta de 45,39%), acordó en el día 27 de octubre de 2014, con Mitsubishi Corporation, la refinanciación de la deuda que mantiene con esa empresa, en condiciones beneficiosas para dicha filial, lo que contribuye a la recomposición de su situación patrimonial.

  Entre las principales condiciones de la restructuración, se destacan: la condonación de los intereses devengados y acumulados al 30/09/14 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 15/12/2032; 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. La condición precedente para la efectividad del acuerdo firmado es que Endesa Costanera S.A. efectúe un pago de US$ 5.000.000 de la deuda vencida, dentro de los próximos 15 días hábiles.

  Los efectos financieros estimados como consecuencia de la restructuración de este pasivo de Endesa Costanera S.A. sobre los resultados de Enersis S.A. como sociedad dominante, corresponden a una ganancia de aproximadamente US$ 62 millones (Ch$36.000 millones) y a una reducción de deuda financiera en los estados financieros consolidados de aproximadamente US$ 138 millones (Ch$ 80.000 millones).

- Con fecha 28 de octubre de 2014 se informó en carácter de hecho esencial que, en sesión de Directorio celebrada con fecha 28 de octubre de 2014, el Presidente del Directorio y de la Sociedad, don Pablo Yrarrázaval Valdés, ha resuelto dejar su cargo y el de miembro del Directorio. En una próxima sesión de Directorio, se procederá a designar al Presidente del Directorio y, en el intertanto, y de conformidad con lo previsto en los estatutos sociales de Enersis S.A. actuará como Presidente don Borja Prado Eulate, actual Vicepresidente del Directorio.

  El Directorio agradeció muy especialmente los servicios prestados por don Pablo Yrarrázaval a la Sociedad, quien durante más de doce años desempeñó en forma muy destacada el cargo de Presidente de Enersis S.A. y que

durante este tiempo manifestó un apoyo constante al equipo de la Compañía.

Con fecha 28 de octubre de 2014 se informó, 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 tributos. La mencionada ley establece la sustitución del sistema actual, a contar de 2017, por dos sistemas tributarios alternativos: el de renta atribuida y el 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 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 introducido por la Ley 20.780, deberán contabilizarse en el ejercicio respectivo contra patrimonio.

Enersis S.A. ha procedido a efectuar una estimación del impacto en sus Estados Financieros derivado de la aplicación de dicha ley, asumiendo la aplicación del sistema parcialmente integrado, atendido a que opera por defecto.

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$ 62.000 millones (US$103 millones), disminuyendo el patrimonio de la sociedad dominante en Ch$ 39.500 millones (US$ 66 millones aprox.), y que ha sido incluido en sus Estados Financieros del 30 de Septiembre del ejercicio en curso.

Para efectos internacionales, Enersis S.A. cotizada en la Bolsa de Nueva York y en el Latibex, publicará sus Estados Financieros anuales preparados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) emitidas por el International Accounting Standards Board (IASB), El impacto mencionado de la nueva Ley N° 20,780 en sus Estados Financieros a Diciembre de 2014, resultarán en un cargo neto en el impuesto a las ganancias y, por tanto, en una disminución de las ganancias de la sociedad dominante.

- Con fecha 4 de noviembre de 2014 se informó en carácter de hecho esencial que, en sesión de Directorio celebrada con esta fecha, el Directorio de la Sociedad ha nombrado como Presidente del Directorio y de la Sociedad, a don Jorge Rosenblut, en sustitución de don Pablo Yrarrázaval, quien renunció a su cargo el pasado 28 de octubre.

  Asimismo, el Directorio tomó conocimiento que el pasado 30 de octubre don Leonidas Vial Echeverría renunció a su cargo de Director y miembro del Comité de Directores, Con fecha de hoy el Directorio de Enersis designó en su reemplazo a la señora Carolina Schmidt Zaldívar, quien asumió a partir de esta fecha como Directora Independiente y miembro del Comité de Directores, En la misma sesión de Directorio celebrada con fecha de hoy, el Director Luigi Ferraris renunció con efecto inmediato a su cargo como Director de Enersis, y en su reemplazo, el Directorio designó al señor Alberto de Paoli.

  En consecuencia, el Directorio de la Compañía y el Comité de Directores quedan conformados de la siguiente manera:

Directorio:

Jorge Rosenblut	Presidente
Borja Prado Eulate	Vicepresidente
Andrea Brentan	
Alberto de Paoli	
Hernán Somerville Senn	
Carolina Schmidt Zaldívar	
Rafael Fernández Morandé	

Comité de Directores:

Hernán Somerville Senn	Presidente y Experto Financiero
Carolina Schmidt Zaldívar	
Rafael Fernández Morandé	

También con fecha 4 de noviembre de 2014, el Directorio recibió la renuncia al cargo de Gerente General presentada por don Ignacio Antoñanzas Alvear y procedió a la designación de don Luigi Ferraris como Gerente General de Enersis S.A., todo ello con efecto a contar del próximo 12 de noviembre de 2014.

El Directorio manifestó sus agradecimientos al señor Ignacio Antoñanzas Alvear por la exitosa gestión

desarrollada a cargo de Enersis S.A., lo que permitió alcanzar a la Compañía la sólida posición de liderazgo y financiera que hoy ostenta, situándola como una de las principales sociedades anónimas de Chile y de América Latina y convirtiéndola en la plataforma de crecimiento del Grupo Enel.

- Con fecha 25 de noviembre de 2014, se informó en carácter de hecho esencial que, en relación con los hechos esenciales de fecha 2, 6 y 8 de octubre de 2014, la Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. aprobó la Operación consistente en la compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales es propietaria Endesa Latinoamérica, S.A. contra Central Dock Sud S.A. (CDS) a un valor de US$ 29 millones y la posterior pesificación, y condonación de intereses y aportación del remanente de dichos créditos por Enersis S,A al capital de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, al de CDS, a su valor facial y en condiciones análogas por los restantes accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis, parcialmente amortizados en efectivo, así como las eventuales reducciones de capital en tales filiales argentinas, todo lo cual constituye una Operación con partes relacionadas (la "Operación").

  La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permite mantener las actuales participaciones aproximadas de los accionistas en dicha sociedad: Enersis (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

  Próximamente y dentro de los plazos acordados con los demás accionistas de Central Dock Sud S.A. , se procederá a la materialización de los actos necesarios para llevar a efecto la Operación, Durante los primeros días del mes de diciembre se estará en capacidad de informar los efectos financieros de la Operación para la Sociedad.

- Con fecha 25 de noviembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial que, en su sesión celebrada ese día, el Directorio de Enersis S.A., acordó, por la unanimidad de sus miembros, repartir con fecha 30 de enero de 2015, un dividendo provisorio de $ 0,83148 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30,09,2014, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

  Igualmente, de acuerdo a lo dispuesto por esa Superintendencia en Circular N° 660/86, se envió Formulario N° 1 que da cuenta de la información relativa al dividendo provisorio acordado, cuya distribución y pago ha sido acordada por el Directorio de Enersis S.A., en su sesión celebrada el día 25 de noviembre de 2014.

- Con fecha 25 de noviembre de 2014, se informó en carácter de hecho esencial, que en sesión de esta fecha el Directorio de la Compañía aprobó una fusión por absorción de su filial Inmobiliaria Manso de Velasco Limitada (IMV) por su filial ICT Servicios Informáticos Limitada (ICT), de tal manera que la primera se extingue, subsistiendo esta última, ICT sucederá en todos sus derechos y obligaciones a IMV, incorporando a su patrimonio la totalidad del patrimonio de la sociedad absorbida.

  IMV es filial en un 99,99997% de Enersis S.A., siendo la participación minoritaria restante de 0,00003% de propiedad de ICT (sociedad absorbente en la operación), Por su parte, ICT es filial en un 99% de Enersis S.A., siendo la participación minoritaria restante de un 1% de propiedad de Chilectra S.A., también filial de Enersis S.A.

  Considerando que Enersis S.A. ya controla, filializa y consolida ambas sociedades, esta operación no modifica los valores de los activos y pasivos de la sociedad absorbente en los Estados Financieros Consolidados de Enersis.

- Con fecha 30 de diciembre de 2014, se informó con carácter de hecho esencial que en esa fecha, la filial de Enersis S.A. Inmobiliaria Manso de Velasco Limitada suscribió un contrato de compraventa de acciones con la sociedad denominada Rentas Inmobiliaria GN S.A. para la venta de la totalidad de las participaciones sociales que dicha filial tiene directa e indirectamente en las compañías Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. que conforman el proyecto inmobiliario ENEA. El precio de venta de las referidas participaciones sociales fue de M$ 57.173.143,- pesos chilenos moneda de curso legal (equivalentes a aprox, US$ 94MM al tipo de cambio de 30 de diciembre), monto que se pagó al contado con esta misma fecha.

  Los efectos estimados en Enersis, como sociedad dominante, corresponden a una ganancia aproximada de M$ 18.666.045 pesos chilenos moneda de curso legal (equivalentes a aprox. US$ 31MM al tipo de cambio de 30 de diciembre).

2013

Hechos Esenciales o Relevantes

De acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley N° 18.045, sobre Mercado de Valores, y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia, se informan los siguientes hechos esenciales:

- Con fecha 8 de enero de 2013, se informó que Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa Chile), ha aceptado los términos del monto final y definitivo a indemnizar por los siniestros relacionados con los efectos del terremoto del 27 de febrero de 2010 informado por el liquidador Becket S.A. Liquidadores de Seguros mediante carta de fecha 7 de enero de 2013, Dichos términos también han sido aceptados por todas las compañías aseguradoras.

  Con respecto a las instalaciones de la Central Bocamina 1 de propiedad de Endesa Chile, se ha alcanzado un acuerdo de indemnización por US$85.665.673 por concepto de pérdida de beneficios y daños materiales (US$66.165.673 y US$19.500.000 respectivamente), como consecuencia del mencionado terremoto. Nuestra filial ha recibido anticipos de efectivo por el siniestro por un monto de US$42.665.673.

  Respecto a Bocamina 2, también de propiedad de Endesa Chile, el acuerdo implica indemnizaciones por US$112.999.528, de los cuales US$2.953.306 corresponden a daños materiales y US$110.046.222 a perdida de beneficios como consecuencia del siniestro (ALOP).

  Al 31 de diciembre de 2012, nuestra filial Endesa Chile registrará un monto de US$114.711.895 en su resultado operacional por concepto de indemnización por pérdida de beneficios, Lo anterior representa un beneficio para Enersis de US$55.043.356 después de impuestos y minoritarios.

- Con fecha 22 de enero de 2013, se informó que en relación con la comunicación de hecho esencial de fecha 21 de diciembre de 2012, que da cuenta del aumento de capital aprobado en la Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada el día 20 de diciembre de 2012, Enersis S.A. ("Enersis") ha realizado gestiones con el objeto de estudiar la colocación de acciones tanto en Chile como en mercados extranjeros a través de un programa de ADR´s (según este término se define en la Circular), con los siguientes bancos de inversiones / agentes colocadores: J.P. Morgan, BTG Pactual / Celfin, Bank of America Merril Lynch, Banchile, BBVA, Crédit Suisse, Deutsche Bank, Goldman Sachs, HSBC, Larraín Vial, Morgan Stanley, Santander, Bank of Tokyo, Mitsubishi UFJ Securities, BNP Paribas y Crédit Agricole.

  Se hace presente que Enersis S.A. comunicará la información requerida bajo la sección II,1b) de la Circular, tan pronto como tome conocimiento de la misma.

  Nada de lo informado por medio del presente hecho esencial constituye una oferta de venta de valores en los Estados Unidos de América. Los valores no pueden ser ofrecidos ni vendidos en los Estados Unidos de América sin registro o exención de registro, Enersis pretende registrar valores para su venta pública en los Estados Unidos de América en relación con su anunciado aumento de capital.

  Cualquier oferta pública de valores a realizarse en los Estados Unidos de América será efectuada por medio de un prospecto que podrá ser obtenido del emisor o del depositario de los valores en venta y contendrá información detallada acerca de Enersis y su administración, así como de sus estados financieros.

- Con fecha 29 de enero de 2013, nuestra filial Endesa Chile informó que en el marco del procedimiento de arbitraje internacional relacionado con las divergencias existentes entre las partes del Contrato de Construcción Llave en Mano de la Central Termoeléctrica Bocamina II de propiedad de Endesa Chile y que fue iniciado por solicitud de arbitraje presentado por nuestra Compañía en octubre de 2012 ante la Cámara Internacional de Comercio de París (CII), Endesa Chile ha sido notificada por parte de la Secretaría Técnica de la Cámara Internacional de Comercio de París que los integrantes del Consorcio SES-TECNIMONT, por separado, han procedido a contestar la solicitud de arbitraje de Endesa Chile que contenía sus pretensiones y junto con ello, han demandado reconvencionalmente a Endesa Chile por un monto de US$MM1.294, en el caso de Tecnimont y US$MM15, en el caso de SES.

  Nuestra filial, Endesa Chile considera que las demandas reconvencionales no tienen fundamento, por lo que nuestra Compañía defenderá su posición en este juicio arbitral, con la convicción que le asiste el derecho y los hechos en esta controversia y que han justificado el cobro de las boletas bancarias de garantía por los graves incumplimientos del Consorcio.

  En consideración a lo expuesto precedentemente, y teniendo presente la falta de fundamentos de las pretensiones de los demandantes reconvencionales, no se advierten a esta fecha efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados en Enersis S.A. ni en su filial Endesa Chile.

- Con fecha 15 de febrero de 2013, se informa que en Sesión Extraordinaria de Directorio de Enersis celebrada con esta misma fecha, se adoptaron los siguientes acuerdos:

  1) Dar cuenta del registro de las acciones de pago en el Registro de valores de la superintendencia de valores y seguros bajo N° 971 de fecha 13 de febrero de 2013.

2) Dar inicio al período preferente de suscripción de 16.441.606.297 nuevas acciones de pago emitidas por la Sociedad con motivo del aumento de capital acordado en la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012 (la "Junta") a contar del día 25 de febrero de 2013 y finalizando el día 26 de marzo de 2013. El Directorio acordó que aprobará en su oportunidad la forma en que serán ofrecidas las acciones que no sean suscritas durante el período de opción preferente, así como aquellas correspondientes a fracciones de acciones que resulten del prorrateo entre accionistas, en un período de oferta remanente en los términos y condiciones establecidos en la Junta. Las publicaciones pertinentes se realizarán en el diario El Mercurio.

3) El precio de colocación al que tales acciones serán ofrecidas preferentemente a los accionistas de la Sociedad durante el período de opción preferente es la suma de $173 por acción, el cual corresponde al precio fijado por la Junta.

4) Aprobación de los documentos denominados Form F-3, Prospectus Supplement, F-6 y 8-A y su ingreso a la Securities and Exchange Commission (SEC) en Estados Unidos de América para realizar la oferta preferente en el New York Stock Exchange, El Directorio delegó en el Gerente General de la Sociedad la determinación del inicio de período de oferta preferente en Estados Unidos de América una vez que se hayan perfeccionado todos los trámites necesarios para ello.

- Con fecha 25 de febrero de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Que se ha registrado ante la Securities and Exchange Commission (SEC) de los Estados Unidos de América la documentación necesaria para iniciar el período de suscripción preferente en dicho mercado del aumento de capital aprobado por la Junta Extraordinaria de Accionistas de la Sociedad el 20 de diciembre de 2012.

  Los documentos ingresados ante la SEC incluyen el Formulario F-3 ("Form F-3") mediante el cual se registra la emisión de dichos valores, así como el prospecto suplementario a dicho registro ("Prospectus Supplement") y demás documentos relacionados, Copias de dichos documentos fueron ingresados hoy a la Superintendencia de Valores y Seguros en cumplimiento de lo dispuesto en la Circular N°1375 del 12 de febrero de 1998.

  Citibank, N,A,, en calidad de Banco Depositario para los American Depositary Shares (ADSs) de Enersis S.A., distribuirá a los tenedores de ADSs (cada uno de dichos ADSs representando 50 acciones ordinarias)derechos para suscribir ADSs en una proporción de 0,504 ADS por cada ADS de propiedad de dichos tenedores a las 17:00 hrs (hora de la ciudad de New York), el 25 de febrero de 2013. Las opciones sobre fracciones de ADS no serán distribuidas, y cualquier opción sobre fracciones serán reunidas y vendidas por Citibank, N.A. y lo recuadado se distribuirá a los tenedores de ADSs que habrían tenido derecho a dichas fracciones.

  El precio de suscripción de cada ADS será de US$19,19 por cada ADS, lo que equivale a $8.650 pesos chilenos más un adicional de un 5% de dicho monto con el fin de cubrir potenciales fluctuaciones de tasa de cambio, el fee del Banco Depositario, gastos y ciertos impuestos. El período de suscripción de acciones en los Estados Unidos de América se iniciará el 26 de febrero de 2013 y terminará a las 14:15 hrs(hora de la ciudad de New York) del 21 de marzo de 2013.

  Las opciones preferentes sobre ADS se transarán en la Bolsa de Valores de Nueva York (New York Stock Exchange) bajo el símbolo "ENI RT". El inicio de las transacciones se prevé para el 26 de febrero de 2013 y continuará hasta el 15 de Marzo de 2013.

  J.P. Morgan, BTG Pactual y BofA Merrill Lynch han sido contratados como Coordinadores Globales y Agentes Colocadores Conjuntos para la oferta ("Global Coordinators and Joint Bookrunners", Banchile, BBVA, Credit Suisse, Deutsche Bank Securities, Goldman, Sachs & Co., HSBC, Larrain Vial, Morgan Stanley y Santander han sido contratados como agentes colocadores ("Bookrunners") y BNP PARIBAS, Credit Agricole CIB y Mitsubishi UFJ Securities han sido contratados como Co-Managers.

- Con fecha 14 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha de hoy se ha registrado la cesión que Endesa Latinoamérica, S.A., accionista controlador de Enersis S.A. y titular de un 60,62% del capital social de la Compañía, ha efectuado a Endesa, S.A. (Endesa España) de la totalidad de sus opciones de suscripción preferente en el aumento de capital de Enersis S.A. en curso, equivalentes a 9.967.630.058 opciones, por un valor de adquisición total de $32.783.535.261. El valor pagado por Endesa, S.A. a Endesa Latinoamérica, S.A. equivale a $3,289 por opción, valor al cual se transaban las opciones al cierre del 12 de marzo de 2013.

  Lo anterior no tiene ningún efecto financiero sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A.

- Con fecha 21 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha de hoy, Endesa, S.A. (Endesa España), controlador de Enersis S.A., ejerció la totalidad de los derechos de suscripción preferente que le fueron cedidos por su filial Endesa Latinoamérica, S.A., mediante la celebración de un contrato de suscripción de acciones con Enersis S.A. Dicho contrato da cuenta de la suscripción de 9.967.630.058 acciones ordinarias correspondientes al aumento de capital de Enersis S.A. en curso, a un valor de 173 pesos por acción, lo que corresponde a un valor total de suscripción de 1.724.400.000.034 pesos chilenos, moneda de curso legal.

  El valor total de suscripción será pagado por Endesa España mediante la transferencia de la totalidad de sus derechos sociales en la sociedad Cono Sur Participaciones, S.L., los cuales fueron aprobados como aporte de bienes no dinerarios por Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. del 20 de diciembre de 2012. Aquel aporte fue valorizado por dicho órgano societario en la suma de $ 1.724.400.000.034 antes indicada.

  Hasta tanto no se verifique la condición suspensiva a la cual se encuentra afecta el referido aumento de capital, la celebración del referido contrato de suscripción de acciones carece de efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A.

- Con fecha 22 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha de hoy, Citibank N.A., en su condición de Banco Depositario de los titulares de ADR de Enersis S.A., nos ha comunicado que al término de la oferta preferente realizada en el mercado de los Estados Unidos de América, la cual finalizó el jueves 21 de marzo de 2013 a las 12:15 (hora de la ciudad de Nueva York), se han ejercido derechos de suscripción preferente por un total de 33.508.834 American Depositary Shares, equivalentes a 1.675.441.700 acciones ordinarias correspondientes al aumento de capital de Enersis S.A. en curso, por un valor total de suscripción de 624.939.754,10 dólares de los Estados Unidos de América.

  Hasta tanto no se verifique la condición suspensiva a la cual se encuentra afecta el referido aumento de capital, las mencionadas suscripciones de ADR carecen de efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A.

  Igualmente informamos que Enersis S.A. y su filial Empresa Eléctrica de Colina Limitada, constituyeron con fecha de ayer, una sociedad, denominada "INVERSIONES SUDAMÉRICA LIMITADA", domiciliada en Santiago de Chile, que tendrá por objeto efectuar y desarrollar, en el país o en el extranjero, toda clase de inversiones y/o negocios, especialmente en inversiones en el sector eléctrico y afines, por cuenta propia o ajena, sea directamente o a través de sociedades filiales o coligadas. El capital de esta nueva filial es la cantidad de 10.000.000 de pesos chilenos, el cual será aportado y pagado en dinero efectivo por los socios de la siguiente manera: Enersis S.A., el 99,99999%, esto es 9.999.999 pesos chilenos; y Empresa Eléctrica de Colina Limitada, el 0,00001%, esto es 1 peso chileno.

- Con fecha 25 de marzo de 2013, se informa que en Sesión Extraordinaria de Directorio de la Sociedad celebrada con esta misma fecha, se adoptaron los siguientes acuerdos:

  1. Declarar cumplida la condición suspensiva a la que está afecto el aumento de capital en curso de la Sociedad, acordado por Junta Extraordinaria de Accionistas, celebrada el 20 de diciembre de 2012, en relación con la oferta pública de colocación de 16.441.606.297 acciones de pago. El cumplimiento de la condición suspensiva se ajusta a los términos aprobados por la mencionada Junta de Accionistas.

     En virtud de dicha condición, todos los contratos de suscripción de acciones estaban sujetos a que accionistas y/o terceros suscribieran y pagaran, ya sea en el período de suscripción preferente o en el período de suscripción del remanente, al menos 3.169.224.294 acciones, de modo de permitir que el Controlador de la Sociedad suscribiera y pagara 9.967.630.058 acciones, sin superar el límite legal y estatutario de concentración máxima de 65% del capital con derecho a voto de la Sociedad.

  2. Aprobar el texto del aviso que se publicará en el diario El Mercurio el día 26 de abril de 2013, el cual comunicará al público el cumplimiento de la mencionada condición suspensiva, como consecuencia de lo cual todos los contratos de suscripción de acciones producirán la integridad de sus efectos jurídicos y, por lo tanto, se procederá a la inscripción de las acciones a nombre del respectivo titular en el registro de accionistas de Enersis y se considerará como fecha de suscripción de las acciones, la fecha en que el accionista o tercero haya suscrito el respectivo contrato de suscripción de acciones.

  3. Autorizar al Gerente General, don Ignacio Antoñanzas Alvear, para que informe el cumplimiento de la Condición y la publicación del aviso de resultado al Depósito Central de Valores y al Banco Santander.

Atendido que la referida operación de aumento de capital continúa en curso, los efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A. se comunicarán oportunamente al cierre del mencionado aumento de capital.

- Con fecha 27 de marzo de 2013, se informa que en Sesión Extraordinaria de Directorio de la Sociedad celebrada con esta misma fecha, se adoptaron los siguientes acuerdos:

  1. Dar a conocer el resultado de la colocación de acciones del aumento de capital en curso durante el período de oferta preferente que finalizó el 26 de marzo de 2013 a medianoche, en el cual se suscribieron un total de 16.284.562.981 acciones, de un total de 16.441.606.297 acciones, lo cual representa una colocación del 99,04% del total de acciones autorizadas para su emisión. En consecuencia, queda un remanente de 157.043.316 acciones por colocar. Las cantidades antes indicadas incluyen las acciones suscritas en el mercado local y en el extranjero.

  2. Realizar la oferta del remanente de 157.043.316 acciones, que se llevará a cabo mediante un remate en la Bolsa de Comercio de Santiago, a celebrarse el jueves 28 de marzo de 2013.

  Atendido que la referida operación de aumento de capital continúa en curso, los efectos financieros sobre los activos, pasivos o resultados de Enersis S.A. se comunicarán oportunamente al finalizarse el mencionado aumento de capital.

- Con fecha 27 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Que el jueves 28 de marzo de 2013 a las 12:30 horas, se llevará a cabo el remate de 157.043.316 acciones de Enersis S.A. en la Bolsa de Comercio de Santiago. Dichas acciones corresponden a aquéllas que no fueron colocadas en el período de suscripción preferente del aumento de capital en curso de Enersis S.A.

  El remate se dividirá en 15 lotes de 10.000.000 de acciones cada uno y un lote de 7.043.316 de acciones. Sólo se ofrecerán acciones ordinarias, No se rematarán ADRs.

  El precio mínimo del remate será de 178 pesos chilenos por acción.

- Con fecha 28 de Marzo de 2013, se informa con carácter de hecho esencial lo siguiente:

  Con fecha de hoy, jueves 28 de marzo de 2013 a las 12:30 horas, a través de Celfin Capital S.A. Corredores de Bolsa y Merrill Lynch Corredores de Bolsa SpA se procedió a la venta en un remate en la Bolsa de Comercio de Santiago de un total de 157.043.316 acciones de primera emisión de Enersis S.A. a un precio de 182,3 pesos chilenos por acción, El monto total recaudado a través del referido remate ascendió a un total de 28.628.996.507 pesos chilenos.

  Con el mencionado remate termina la oferta del remanente del aumento de capital de Enersis S.A. que fue aprobado por junta extraordinaria de accionistas el 20 de diciembre de 2012, con una suscripción del 100% del total de las acciones a colocar,

  Lo anterior supone el mayor aumento de capital realizado en Chile y posiciona a Enersis S.A. como el vehículo único de expansión en Sudamérica del Grupo Enel-Endesa en el ámbito de las energías convencionales , hallándose dotado de los recursos necesarios para proceder a su crecimiento en la región.

  El aumento de capital ha permitido la incorporación de todos los activos que integran el patrimonio de Cono Sur Participaciones S.L., sociedad aportada por Endesa España y que reúne participaciones societarias del sector generación, transmisión y distribución de Chile, Perú, Colombia, Brasil y Argentina y, a su vez, permitirá recaudar la suma de 1.121.458.392.186 pesos chilenos, lo cual incluye un sobreprecio de colocación de acciones de 1.460.502.839 pesos chilenos.

  Por último, informamos que finalizado los Períodos de Oferta Preferente y del Remanente del aumento de capital, se ha suscrito íntegramente y está en curso de ser completamente pagado un total de 16.441.606.297 acciones, correspondiente a 2.845.858.392.220 pesos chilenos, con lo cual el capital total de Enersis S.A. ascenderá a 5.669.280.724.381 pesos chilenos.

- Con fecha 16 de abril de 2013, Enersis S.A. informó 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°86), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de $ 188.675.260.500, Atendido que el mencionado Dividendo Provisorio N° 86 ya fue pagado, se procederá a distribuir y pagar el remanente del Dividendo Definitivo N° 87, ascendente a $ 148.991.647.050, lo que equivale a $ 3,03489 por acción.

- Con fecha 16 de abril de 2013, Enersis S.A. informó que en Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día de hoy, se designó un nuevo Directorio de la compañía por

un período de tres años , conformado por las siguientes personas:

Sr. Pablo Yrarrázaval Valdés
Sr. Borja Prado Eulate
Sr. Andrea Brentan
Sr. Luigi Ferraris
Sr. Hernán Somerville Senn
Sr. Leonidas Vial Echeverría
Sr. Rafael Fernández Morandé

En sesión de Directorio celebrada, a continuación de la mencionada junta ordinaria de accionistas , fue elegido como Presidente del Directorio don Pablo Yrarrázaval Valdés, como Vicepresidente del Directorio, don Borja Prado Eulate y como Secretario del Directorio, don Domingo Valdés Prieto.

Asimismo, en la sesión de Directorio antes señalada se procedió a la designación del Comité de Directores regido por la Ley 18.046 sobre Sociedades Anónimas y la Sarbanes Oxley Act, el cual quedó integrado por los Directores señores Hernán Somerville Senn, Leonidas Vial Echeverría y Rafael Fernández Morandé, De conformidad a lo dispuesto en la Circular N° 1.956 de la Superintendencia de Valores y Seguros, se informa que los tres Directores antes señalados son directores independientes.

Finalmente, se comunica que el Directorio de Enersis S.A. ha designado como Experto Financiero del Comité de Directores al director señor Hernán Somerville Senn.

- Con fecha 16 de mayo de 2013 y de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 18.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia se informa con carácter de hecho esencial que, con fecha 15 de mayo de 2013 se publico en la Republica Argentina la Resolución SE N° 250/13 de la Secretaria de Energía del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios (la "Resolución"), que autoriza la compensación de la deuda que nuestra filial Empresa Distribuidora Sur S.A. ("EDESUR") registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica hasta febrero de 2013, con el crédito a su favor que surge del reconocimiento que hace la misma Resolución del mecanismo de Monitoreo de Costos por los periodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013.

  Adicionalmente, la mencionada Resolución instruyo a la Compañía Administradora de Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima ("CAMMESA") emitir a favor de EDESUR las denominadas Liquidaciones de Ventas con Fecha de Vencimiento a definir (las "liquidaciones") por los valores excedentes de la compensación mencionada y autorizó a CAMMESA a recibir tales Liquidaciones como parte de pago de las deudas por transacciones económicas del Mercado Eléctrico Mayorista ("MEM") y otras deudas que EDESUR mantiene con ella, Finalmente, se instruye a EDESUR a ceder los créditos excedentes al Fideicomiso constituido por Resolución ENRE N° 347 del 23 de noviembre de 2012 y se solicita su desistimiento de los reclamos administrativos efectuados por reconocimiento de mayores costos que excedan los del Mecanismos de Monitoreo de Costos indicado en la Resolución y por la revisión tarifaria integral.

  Estimativamente, los efectos financieros de la Resolución sobre resultados consolidados de Enersis S.A. se calculan en el equivalente de aproximadamente USD$398 millones por concepto de EBITDA y, en aproximadamente, el equivalente de USD$327 millones en la línea de resultado, Neto de Minoritarios.

- Con fecha 29 de mayo de 2013 y de acuerdo con lo dispuesto en los artículos 9° y 10°, inciso segundo, de la Ley 1.045, sobre Mercado de Valores y lo previsto en la Norma de Carácter General N°30, de esa Superintendencia se informa con carácter de hecho esencial que en sesión ordinaria de Directorio de Enersis S.A., celebrada con fecha de 29 de mayo de 2013, se ha acordado proponer las instancias societarias correspondientes a sus filiales Inversiones Sudamérica Limitada (99,99999% de Enersis) y Cono Sur Participaciones, S.L.U., extinguiéndose esta última, Cono Sur Participaciones S.L.U. es la sociedad mediante la cual Endesa España, controlador de Enersis S.A., realizo el pago en especie correspondiente a su prorrata accionarial en el aumento de capital aprobado por Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. con fecha 20 de Diciembre de 2012.

  Asimismo, se autorizó que, una vez realizada la mencionada fusión por absorción, Enersis S.A. proceda a la adquisición de la participación minoritaria del 0,00001% que su filial Empresa Eléctrica de Colina limitada ostenta en Inversiones Sudamérica Limitada. Con motivo de dicha adquisición se reunirá toda la propiedad de Inversiones Sudamérica en Enersis S.A., en ese momento, como titular directo de todas las participaciones sociales en Sudamérica que fueron aportadas por Endesa España en el mencionado aumento de capital.

- Con fecha 4 de julio de 2013 ha quedado perfeccionada la fusión por absorción entre Inversiones Sudamérica Limitada (filial al 99,99999% de Enersis) y Cono

Sur Participaciones, S.L.U. (filial 100% de Enersis), extinguiéndose esta última. Dicha fusión ha producido todos sus efectos en forma retroactiva, al 1° de julio de 2013.

Cono Sur Participaciones, S.L.U. fue la sociedad mediante la cual Endesa España, controlador de Enersis S.A., realizó el pago en especie correspondiente a su prorrata accionarial en el aumento de capital aprobado por Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis S.A. con fecha de diciembre de 2012.

- Con fecha 26 de noviembre de 2013, Enersis S.A. informó que en sesión celebrada el día de hoy, el Directorio de Enersis S.A., acordó por la unanimidad de sus miembros, repartir con fecha 31 de enero de 2014, un dividendo provisorio de $1,42964 por acción, con cargo a los resultados del ejercicio 2013, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre de 2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente en la materia.

Identificación de las Compañías Subsidiarias y Asociadas

AGRÍCOLA DE CAMEROS

Razón social
Sociedad Agrícola de Cameros Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad Responsabilidad Limitada

RUT
77.047.280-6

Dirección
Camino Polpaico a Til-Til, S/N
Til-Til, Chile

Teléfono
(56 2) 2378 4700

Capital suscrito y pagado (M$)
5.738.046

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la explotación de predios agrícolas.

Actividades que desarrolla
Agrícola e Inmobiliaria.

Administración
Estatutos sociales contemplan Directorio:

Directores titulares
Andrés Jaime Salas Estrades
Fernando Gardeweg Ried
Hugo Ayala Espinoza

Directores suplentes
Jorge Carnevali Flores
Ingrid Morales Ávila
Fernando Krebs Labarca

Principales ejecutivos
Hugo Ayala Espinoza
Gerente General

Relaciones comerciales
Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento, Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,50% - Sin variación.

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
Otacilo de Souza Junior

Principales ejecutivos
Marcelo Llévenes Rebolledo
Director Presidente
José Alves de Mello Franco
Bruno Golebiovsky
Carlos Ewandro Naegele Moreira
Claudio Rivera Moya
Déborah Meirelles Rosa Brasil
Teobaldo José Cavalcante Leal
Janaina Savino Vilella Carro
Claudio César Weyne da Cunha

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
92,03 %

Proporción sobre Activo
de Enersis
1,97%

AYSÉN ENERGÍA

Razón social
Aysén Energía S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada.

RUT
76.091.595-5

Dirección
Miraflores 383, Of, 1302
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M$)
4.900

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

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica (proyecto)

Directores titulares
Vacante (Presidente)
Paulo Domingues Dos Santos
Ramiro Alfonsín Balza
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores suplentes
Ignacio Quiñones Sotomayor
Sebastián Fernández Cox
Fernando Prieto Plaza
Eduardo Lauer Rodríguez
Sebastián Moraga Zuñiga
Ignacio Cruz Zabala

Principales ejecutivos
Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59%

AYSÉN TRANSMISIÓN

Razón social
Aysén Transmisión S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada inscrita en el Registro de Valores de la SVS

RUT
76.041.891-9

Dirección
Miraflores 383, Of. 1302
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M$)
22.368

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

Directores titulares
Vacante
Paulo Domingues Dos Santos
Ramiro Alfonsín Balza
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores suplentes
Ignacio Quiñones Sotomayor
Sebastián Fernández Cox
Fernando Prieto Plaza
Eduardo Lauer Rodríguez
Cristián Morales Jaureguiberry
Sebastián Moraga Zuñiga

Principales ejecutivos
Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59% - Sin variación.

CELTA

Razón social
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.770.940-9

Dirección
Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M$)
331.770.543

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 Cuencanoroeste 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.

Directorio
Alejandro García Chacón (Presidente)
Alan Fischer Hill
Humberto Espejo Paluz

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales
(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis de Comunicación, Servicios Globales Administración de Recursos Humanos y Gestión de Patrimonio. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
61,49%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,18%

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 Ignácio Pires Medeiros
Carlos Ewandro Naegele 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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
84,17%

CENTRAL DOCK SUD S.A.

Razón social
Central Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avenida Debenedetti 1636
Dock Sud Avellaneda

Teléfono
4229-1000

Capital suscrito y pagado (M$)
88.346.901

Objeto social
La sociedad tiene por objeto la generación de energía eléctrica y su comercialización en bloque. Podrá realizar todas aquellas actividades complementarias y subsidiarias que se vinculen con el objeto social, teniendo, para ello, plena capacidad jurídica para adquirir derechos y contraer obligaciones y ejercer todos los actos que no le sean prohibidos por las leyes, estos Estatutos, el Pliego del Concurso Público Internacional para la Venta de las Acciones de Central Dock Sud S.A., así como toda norma que le sea expresamente aplicable.

Actividades que desarrolla
Generación de Energía Eléctrica

Directores titulares
Héctor Martín Mandarano
Alejandro Héctor Fernández
Gaetano Salierno
Roberto José Fagan
Fabrizio Allegra
Pablo Vera Pinto
Gerardo Zmijak
Rodolfo Eduardo Berisso
Paula María García Kedinger

Directores suplentes
Fernando Claudio Antognazza

María Inés Justo Borga
Daniel Martini
Nicolás Turtutiello
Jorge Peña
Alfredo Aguilar
Raúl Ángel Rodríguez
Julián Matías Ferreiro
Daniel Gustavo Ciaffone

Principales ejecutivos
Daniel Garrido
Gerente General
Miguel Fernández Moores
Gerente Finanzas
Santiago Sajaroff
Gerente Comercial
Oscar Rigueiro
Gerente Explotación
Graciela Babini
Gerente Planificación y Control

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
40,25%

CENTRAL GERADORA TERMELÉCTRICA FORTALEZA S.A.

Razón social
Central Geradora Termeléctrica Fortaleza S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de Capital Cerrado

Dirección
Rodovia 422, Km 1 s/n, Complexo Industrial e Portuário de Pecém Caucaia
Ceará, Brasil

Teléfono
(55 85) 3464-4100

Capital suscrito y pagado (M$)
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
Ana Claudia Gonçalves Rebello
Luis Larumbe Aragón

Principales ejecutivos
Manuel Herrera Vargas
Gerente General
Raimundo Câmara Filho
Teobaldo José Cavalcante Leal
José Ignácio Pires Medeiros
José Alves de Mello Franco
Ana Cláudia Goncalves Rebello
Janaina Savino Vilella Carro
Claudio César Weyne da Cunha

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(Directa e indirecta)
84,38%

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" suscripto el 25 de noviembre de 2010 entre el Estado Nacional y las empresas generadoras firmantes.

Actividades que desarrolla
Construcción de una central termoeléctrica denominada Central Vuelta de Obligado.

Directores titulares
José María Vázquez (Presidente)
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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
16,18%

CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DE AYSÉN

Razón social
Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada constituida en la ciudad de Santiago, Chile, inscrita en el Registro de Valores de la SVS

RUT
76.652.400-1

Dirección
En Santiago, Chile, calle Miraflores 383, oficina 1302.
En Coyhaique, Chile, calle Baquedano 260.
En Cochrane, Chile, calle Teniente Merino 324.

Teléfono
(562) 2713 5000

Capital suscrito y pagado (M$)
175.445.662

Objeto social
El desarrollo, financiamiento, propiedad y explotación de un proyecto hidroeléctrico en la Décimo Primera 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).

Directores titulares
Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)
Paulo Domingues Dos Santos
Ramiro Alfonsín Balza
Bernardo Larraín Matte
Luis Felipe Gazitúa Achondo
Juan Eduardo Vásquez

Directores suplentes
Ignacio Quiñones Sotomayor
Sebastián Fernández Cox
Fernando Prieto Plaza
Eduardo Lauer Rodríguez
Ignacio Cruz Zavala
Sebastián Moraga Zuñiga

Principales ejecutivos
Camilo Charme Ackerman
Gerente General

Relaciones Comerciales
La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,59%

CIEN - Compañía de Interconexión Energética S.A.

Razón social
CIEN - Compañía de Interconexión Energética S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N° 1, piso 6, Bloco 2, São Domingos, Niterói
Río de Janeiro, Brasil
Teléfono
(55 21) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M$)
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, trasmisión, conversión y distribución de energía eléctrica, realizando y captando las inversiones necesarias para el desarrollo de las obras que venga a realizar y prestando servicios. Asimismo, podrá la compañía promover la implementación de proyectos asociados, bien como la realización de actividades inherentes, accesoria o complementaria a los servicios y trabajos que viniere a prestar. Para la consecución de sus fines, la compañía podrá participar en otras sociedades.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directorio
Marcelo Andrés Llévenes 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 Goncalves Rebello
Janaina Sabino Vilella Carro
Claudio César Weyne da Cunha

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
84,38%

CHILECTRA

Razón social
Chilectra S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

RUT
96.800.570-7

Dirección
Santa Rosa 76, piso 8.
Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M$)
367.928.682

Objeto social
Explotar en el país o en el extranjero, la distribución y venta de energía eléctrica, hidráulica, térmica, calórica o de cualquier naturaleza, así como la distribución, transporte y venta de combustibles de cualquier clase, suministrando dicha energía o combustibles al mayor número de consumidores en forma directa o por intermedio de otras empresas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directorio
Livio Gallo
Juan María Moreno Mellado
Marcelo Llévenes Rebolledo
Hernán Felipe Errázuriz Correa
Elena Salgado Méndez

Principales ejecutivos
Andreas Gebhardt Strobel
Gerente General
Gianluca Caccialupi
Subgerente General
Gonzalo Vial Vial
Daniel Gómez Sagner
Enrique Fernández Pérez
Ramón Castañeda Ponce
Jaime Muñoz Vargas
Gloria Salgado Rubilar
Héctor Villouta Sanhueza
Luciano Galasso Samaria
Jean Paul Zalaquett Falaha

Relaciones comerciales
(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicio Integral de Aprovisionamiento, Gestión de Compras de Materiales, Contratación de Obras y Servicios y Consultorías, Recepción, Almacenaje y Suministro de de Materiales Recurrentes y No recurrentes, agente de Ventas. Precio: Markup sobre el precio medio de los materiales consumidos.
(ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Administración financiera, servicios gerenciales y corporativos, Precio: cantidad mensual fijada en unidades de fomento.
(iii) Contrato de utilización Estadio Lo Sáez ubicado en calle Carlos Medina 858, comuna de Independencia, Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento por trabajador de Chilectra.
(iv) Cuentas corrientes mercantiles
(v) Contrato mediante el cual Enersis da en arrendamiento a Chilectra un conjunto de equipos e instalaciones eléctricas relacionadas con la distribución en 220 kv. El precio es una cantidad mensual en unidades de fomento.
(vi) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
6,94%

CHILECTRA INVERSUD

Razón social
Chilectra Inversud S.A.

RUT
99.573.910-0

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Santa Rosa 76, piso 8
Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2675 2000

Capital suscrito y pagado (M$)
265.306.227

Objeto social
Explotar en el extranjero, por cuenta propia o a través de terceros los negocios de la distribución y venta de energía eléctrica. Asimismo, podrá realizar inversiones en empresas extranjeras, como también efectuar toda clase de inversiones en toda clase de instrumentos mercantiles como abonos, debentures, títulos, crédito, valores mobiliarios negociables u otros documentos financieros o comerciales, todo ello, con miras a la percepción de sus frutos naturales y civiles. Para lo anterior, podrá constituir, modificar, disolver y liquidar sociedades en el extranjero, pudiendo asimismo desarrollar todas las demás actividades que sean complementarias y/o relacionadas con los giros anteriores.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directorio
Ramón Castañeda Ponce
Francisco Miqueles Ruz
Gonzalo Vial Vial

Principales ejecutivos
Francisco Miqueles Ruz
Gerente General

Relaciones comerciales
Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
46,88% (sin variación)

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 Alfonsin
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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
39,21% - Sin variación.

CODENSA

Razón social
Codensa S.A. E.S.P.
NIT: 830.037.248-0

Tipo de sociedad
Sociedad anónima de carácter privado – Empresa de servicios públicos domiciliarios

Dirección
Carrera 13 A #93-66
Bogotá, Colombia

Teléfono
(57 1) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M$)
3.367.330

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes. La sociedad podrá además ejecutar otras actividades relacionadas con la prestación de los servicios públicos en general, gestionar y operar otras empresas de servicios públicos, celebrar y ejecutar contratos especiales de gestión con otras empresas de servicios públicos y vender o prestar bienes o servicios a otros agentes económicos dentro y fuera del país relacionado con los servicios públicos. Podrá además participar como socia o accionista en otra empresas de servicios públicos, directamente, o asociándose con otras personas, o formando consorcio con ellas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
José Antonio Vargas Lleras
Lucio Rubio Díaz
Ricardo Roa Barragan
Ricardo Bonilla Gonzalez
María Mercedes Maldonado
Orlando José Cabrales Martínez

Directores suplentes
Gustavo Gómez Cerón
Leonardo López Vergara
David Felipe Acosta Correa
Ernesto Moreno Restrepo
Álvaro Torres Macías
José Alejandro Herrera Lozano
Antonio Sedán Murra

Principales ejecutivos
David Felipe Acosta Correa
Gerente General
Andrés Caldas Rico
Gerente Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
Jaime Alberto Vargas Barrera
Gerente Comercial
Gustavo Adolfo Gómez Cerón
Gerente Técnico
Aurelio Ricardo Bustilho de Oliveira
Gerente Administracion, Finanzas y Control
María Celina Restrepo Santamaría
Gerente de Comunicación
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 Puentes Barrera
Gerente de Aprovisionamientos
Ana Patricia Delgado Meza
Gerente de Sistemas y Telecomunicaciones ICT
Ana Lucia Moreno Moreno
Gerente de Servicios Generales y Patrimonio
Robert Camilo Torres Vega
Gerente de Salud y Seguridad Laboral
Diana Marcela Jiménez Rodríguez
Gerente de Desarrollo de Negocio
Juan Manuel Pardo Gómez
Gerente de Administración y Finanzas y Relaciones con Inversores
Leonardo López Vergara
Gerente de Planificación y Control
Carlos Eduardo Ruiz Diaz
Gerencia Asesoría Fiscal

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
48,39%

Proporción sobre Activo de Enersis
11,33%

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 Caerá, y otras áreas definidas por el Poder Concedente. También podrá realizar estudios, proyectos y ejecución de planos y programas de investigación y desarrollo de nuevas fuentes de energía, en especial las renovables y el estudio, la elaboración y ejecución, en el sector de energía, de planos y programas de desarrollo económico y social en regiones de interés de la comunidad y de la compañía.

Actividad que desarrolla
Distribución y venta de energía eléctrica y servicios afines en el Estado de Ceará, Brasil

Directores titulares
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 Golebioviski
José Nunes de Almeida Neto
Vládia Viana Regis
Nelson Ribas Visconti
Robson Figueiredo de Oliveira

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
64,86%

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
84,38%

DISTRIBUIDORA ELÉCTRICA DE CUNDINAMARCA

Razón social
Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A. E.S.P.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

NIT
900.265.917-0

Dirección
Carrera 9 N° 73-44 Piso 5

Capital suscrito y pagado (M$)
54.234.370

Objeto social
La sociedad tiene como objeto principal la distribución y comercialización de energía eléctrica, así como la ejecución de todas las actividades afines, conexas, complementarias y relacionadas a la distribución y comercialización de energía, la realización de obras, diseños y consultoría en ingeniería eléctrica, y la comercialización de productos en beneficio de sus clientes.

Actividades que desarrolla
Distribución y comercialización de energía eléctrica

Directores titulares
Heliodoro Mayorga Moncada
David Felipe Acosta
Hilde Marcela Cornejo Martinez

Directores suplentes
Yolanda Ramírez Hernández
Leonardo López Vergara
Victoria Irene Sepúlveda

Principales ejecutivos
Álvaro Torres Macías
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
23,71% - Sin variación

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 Fauquié Bernal
Gonzalo Alejandro Pérez Moore
Juan Carlos Bledel
José María Vásquez
Fernando Bonnet
Edgardo Licen

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
50,93% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
0,01%

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 Fauquié 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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
58,60%

EDELNOR

Razón social
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

Dirección
Jr, Teniente Cesar López Rojas 201 Urb, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(51 1) 561 2001

Capital suscrito y pagado (M$)
107.954.712

Objeto social
Dedicarse a las actividades propias de la prestación del servicio de distribución, transmisión y generación de energía eléctrica, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente. Complementariamente, la sociedad podrá dedicarse a la venta de bienes bajo cualquier modalidad, así como a la prestación de servicios de asesoría y financieros, entre otros, salvo por aquellos servicios para los cuales se requiera de una autorización expresa conforme con la legislación vigente.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica

Directorio
Reynaldo Llosa Barber (Presidente)
Ignacio Blanco Fernández
Paolo Giovanni Pescarmona
María Cecilia Blume Cilloniz
Fernando Fort Marie
Claudio Eduardo Helfmann Soto
José María Hidalgo Martín Mateos

Principales ejecutivos
Ignacio Blanco Fernández
Gerente General
Raffaele Enrico Grandi
Gerente Económico Financiero
Carlos Solis Pino
Gerente Comercial
Walter Sciutto Brattoli
Gerente Técnico
Luis Salem Hone
Gerente Legal
Alfonso Valle Cisneros
Gerente de Regulación
Rocío Pachas Soto
Gerente Organización y Recursos Humanos

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
75,54% - Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
1,56%

EDESUR

Razón social
Empresa Distribuidora Sur S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
San José 140 (1076)
Capital Federal, Argentina

Teléfono
(54 11) 4370 3700

Capital suscrito y pagado (M$)
61.605.286

Objeto social
Distribución y comercialización de energía eléctrica y operaciones vinculadas.

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Directores titulares
Fabrizio Allegra (Presidente)
José María Hidalgo Martin Mateos
M, Inés Justo
Marcelo Silva Iribarne
Marco Fadda (Gerente de Planificación y Control de Enersis S.A.)
Ernesto Pablo Badaraco
Leonardo Marinaro
Rubén López

Directores suplentes
Gonzalo Vial Vial
Roberto Fagan
Rafael Fauquie
Fernando Antognazza
Rodrigo Quesada
Mariana Marine
Mónica Diskin
Esteban Pérez Monti
José María Vázquez

Principales ejecutivos
Antonio Jerez Agudo
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
71,61%- Sin variación.

Proporción sobre Activo de Enersis
0,05%

ELÉCTRICA CABO BLANCO S.A.C.

Razón social
Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M$)
9.426.255

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica, Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.
Ejecutivos principales
Manuel Cieza Paredes
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
100%- Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
0,41%

ELECTROGAS

Razón social
Electrogas S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.806.130-5

Dirección
Alonso de Córdova 5900, Oficina 401, Comuna de Las Condes
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2299 3400

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

Actividades 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 Irarrázaval
Ricardo Santibáñez Zamorano
Luis Le Fort Pizarro
Juan Oliva Vásquez
Rodrigo Bloomfield Sandoval

Principales ejecutivos
Carlos Andreani Luco
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
25,49% - Sin variación.

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

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 Diaz
Gerente General
Carlos Alberto Luna
Gerente Generación
Andrés Caldas Rico
Gerente Asesoría Jurídica y Asuntos Corporativos
Fernando Javier Gutiérrez 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 Aprovisionamientos
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 Diaz
Gerencia Asesoría Fiscal

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
37,73%

Proporción sobre Activo de Enersis
2,98%

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.

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
37,73%

EMPRESA DE ENERGÍA DE CUNDINAMARCA

Razón social
Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

NIT
860.007.638-0

Dirección
Carrera 11 N° 93-52
Bogotá D.C.

Teléfono
(571) 7051800

Capital suscrito y pagado (M$)
10.120.256

Objeto social
Empresa de servicios públicos de generación, comercialización y distribución de energía en el departamento de Cundinamarca y sus alrededores. Cuenta con la Planta de Generación de energía eléctrica Río Negro.

Actividades que desarrolla
Generación, comercialización y distribución de energía.

Directores Titulares:
David Alfredo Riaño
Heliodoro Mayorga Moncada
Hugo Ernerto Zarrate Osorio
Alvaro Cruz Vargas
Paulo Jairo Orozco Díaz
Aurelio Bustilho de Oliveira
Gabriel Ignacio Rojas Londoño

Directores Suplentes:
Manuel Guillermo Camargo Vega
Carlos Alberto Rodriguez Guzman
Sheila Namen
Luis Fernando Ayala Pabón
David Feferbaum Gutfraind
Omar Serrano Rueda
Javier Ortíz Muñoz

Principales Ejecutivos:
Carlos Mario Restrepo Molina
Alberto Duque Ramírez
John Albeyro Peña
Alba Marina Urrea Gómez
Diego Mauricio Muñoz Hoyos
Nidia Ximena León Corredor
Gustavo Páez Silva

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
19,52% - Sin variación

EMPRESA ELÉCTRICA DE COLINA

Razón social
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
96.783.910-8

Dirección
Chacabuco 31, Colina
Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2844 4280

Capital suscrito y pagado (M$)
82.222

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

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Administración mancomunada
Leonel Martínez Garrido
Gonzalo Labbé Reyes

Principales ejecutivos
Leonel Martínez Garrido
Gerente General

Relaciones comerciales
(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicio Integral de Aprovisionamiento, Gestión de Compras de Materiales, Contratación de Obras y Servicios y Consultorías, Recepción, Almacenaje y Suministro de de Materiales Recurrentes y No recurrentes, agente de Ventas, Precio: Markup sobre el precio medio de los materiales consumidos.
(ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento, Precio: Cantidad de unidades de fomento por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(iii) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación.

EMPRESA ELÉCTRICA DE PIURA S.A.

Razón social
Empresa Eléctrica de Piura S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M$)
16.552.418

Objeto social
El objeto principal de la sociedad es la 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.

Directores
Fernando Prieto Plaza (Presidente)
Claudio Helfmann Soto (Vicepresidente)
Manuel Muñoz Laguna

Ejecutivos principales
Manuel Cieza Paredes
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
96,50% - Sin variación

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
Maria Inés Justo
Roberto José Fagan

Directores suplentes
Fabrizio Allegra
Rodrigo Quesada
Mariana Cecilia Mariné

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,99%

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 Republica Federativa de Brasil.

Dirección
Praça Leoni Ramos nº 01
Parte, São Domingos, Niterói, Rio de Janeiro, Brasil.

Teléfono
(55 21) 2613 7000

Capital suscrito y pagado (M$)
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 (Administrador)
Gerente General
Rafael de Bessa Sales (Administrador)

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
84,38%

ENEL BRASIL

Razón social
Enel Brasil S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima de capital cerrado

Dirección
Praça Leoni Ramos, N°1, 7° andar, bloco 2
Parte, Niterói, Río de Janeiro, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado (M$)
216.339.026

Objeto social
La participación en el capital social de otras compañías y sociedades, en cualquier segmento del sector eléctrico, 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 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

Principales ejecutivos
Marcelo Llévenes 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 Naegele Moreira
Teobaldo José Cavalcante Leal
Janaina Savino Vilella Carro
Manuel Ricardo Soto Retamal

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
84,38%

Proporción de la inversión en activos de Enersis
8,38%

ENDESA CEMSA

Razón social
Endesa Cemsa 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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
81,99%- Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
0,05%

ENDESA CHILE

Razón social
Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

RUT
91.081.000-6

Dirección
Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M$)
1.331.714.085

Objeto social
Generación y suministro de energía eléctrica, venta de servicios de consultoría e ingeniería en el país y en el extranjero y la construcción y explotación de obras de infraestructura.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica

Directorio
Enrico Viale (Presidente)
Ignacio Mateo Montoya (Vicepresidente)
Isabel Marshall Lagarrigue
Susana Carey Claro
Vittorio Vagliasindi
Felipe Lamarca Claro
Enrique Andres Cibié Bluth
Francesco Buresti
Alfredo Arahuetes García

Principales ejecutivos
Valter Moro
Gerente General
Ramiro Alfonsin Balza
Sub Gerente General
Maria Teresa Gonzalez Ramirez
Luis Ignacio Quiñones Sotomayor
Federico Polemann
Fernando La Fuente Vila
Bernardo Canales Fuenzalida
Humberto Espejo Paluz
Claudio Helfmann Soto.

Relaciones comerciales
(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicios de Aprovisionamientos, Gestión de Compras de Materiales y Contratación de Obras, Servicios y Consultorías. Precio: En directa relación con los costos asociados a la plantilla de personal y a los gastos de operación y mantenimiento, Anualmente se determina el

valor anual del período siguiente introduciendo las mejoras y eficiencias que corresponda.
(ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicio mesa de dinero y Tesorería. Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento.
(iii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicios de contabilidad. Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento.
(iv) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de unidades de fomento por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(v) Contrato de utilización Estadio Lo Sáez ubicado en calle Carlos Medina 858, comuna de Independencia. Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento por trabajador de Endesa Chille.
(vi) Cuentas corrientes mercantiles
(vii) Préstamo otorgado por Enersis por M$ 196.945.000 de fecha 6 de marzo de 2014, con vencimiento al 6 de marzo de 2015. Al 31 de diciembre de 2014 el saldo era de M$ 29.177.620.
(viii) Préstamo otorgado por Enersis por US$ 52.000.000 de fecha 9 de septiembre de 2014, con vencimiento al 9 de marzo de 2015. Al 31 de diciembre de 2014 el saldo era de US$ 52.000.000.
(ix) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis.
(x) Préstamo intercompañía en pesos chilenos entre Enersis S.A. y Endesa Chile, de manera que la primera otorgue a la segunda un préstamo por hasta 350 MMUSD, a un plazo de hasta 12 meses.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
30,30%

ENDESA 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 Maria Brea
Damián Camacho

Directores Suplentes
Juan Carlos Blanco
Antonio Jerez
Rafael Fauquié
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
Rodolfo Silvio Bettinsoli
Francisco Domingo Monteleone
Rodrigo Quesada

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
45,40% - Sin variación

ENEL GREEN POWER MODELO I EÓLICA S.A.

Razón social
Enel Green Power Modelo I Eólica S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad anónima cerrada.

Dirección
Praça Leoni Ramos, Nº 1, 5º andar, bloco 2
Niterói, RJ, Brasil

Capital suscrito y pagado (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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
0,82% - Sin variación

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
0,82% - Sin variación

EÓLICA CANELA

Razón social
Central Eólica Canela S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.003.204-2

Dirección
Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M$)
12.284.743

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 eólica.

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
(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine

a los servicios contratados.
(ii) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
61,48%

EÓLICA FAZENDA NOVA

Razón social
Eólica Fazenda Nova o Geraçãoa e Comercialização de Energia S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Rua Felipe Camarão, nº 507, sala 104
Ciudad de Natal, Rio Grande do Norte, Brasil

Teléfono
(5521) 3607 9500

Capital suscrito y pagado M$
420.992

Objeto social
La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía, Asimismo, participación en otras sociedades como socia, accionista, o cuotista e importación de máquinas y equipamientos para generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica a partir de matriz eólica.

Actividades que desarrolla
Generación de energía eléctrica.

Administración
Marcelo Llévenes Rebolledo
Presidente
Guilherme Gomes Lencastre

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
84,34%

GASATACAMA

Razón social
GasAtacama S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
96.830980-3

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M$)
291.484.088

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 incorporales, valores, acciones y efectos de comercio.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)
José Venegas Maluenda
Sebastián Fernández Cox
Ramiro Alfonsin Balza

Directores suplentes
Fernando Prieto
Fernando Gardeweg Ried
Paulo Domingues Dos Santos
Alejandro García Chacón

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones Comerciales
La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,73%

GASATACAMA CHILE

Razón social
GasAtacama Chile S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
78.932.860-9

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8,
Las Condes
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M$)
185.025.186

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 incorporales, 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 titulo, de todo tipo de bienes corporales e incorporales, 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.

Directores titulares
Vacante (por renuncia de Joaquín Galindo Vélez)
Ramiro Alfonsin Balza
José Venegas Maluenda
Paulo Domingues Dos Santos

Directores suplentes
Alan Fischer Hill
Sebastián Fernández Cox
Alejandro García Chacón
Humberto Espejo Paluz

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,70%

GASODUCTO ATACAMA ARGENTINA

Razón social
Gasoducto Atacama Argentina S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
78.952.420-3

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8, Las Condes
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M$)
208.173.125

Objeto social
La sociedad tiene por objeto 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.

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,70%

GASODUCTO TALTAL

Razón social
Gasoducto Taltal S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
77.032.280-4

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

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M$)
23.494.719

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.

Directores titulares
Alan Fischer Hill
José Venegas Maluenda
Alejandro García Chacón

Directores suplentes
Alex Díaz Sanzana
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibañez Zamorano

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,70%

GENERALIMA S.A.C.

Razón social
Generalima S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Capital suscrito y pagado (M$)
29.741.190

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica. Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Ejecutivos principales
Claudio Helfmann Soto
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
100%- Sin variación

Proporción sobre Activo de Enersis
0,31%

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
Julían Cabello Yong
Carlos Rosas Cedillo
José María Hidalgo Martín-Mateos
Sebastián Fernández Cox

Principales ejecutivos
Francisco Pérez Thoden Van Velzen
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
75,59%

GNL CHILE

Razón social
GNL Chile S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.418.940-K

Dirección
Rosario Norte 530, oficina 1303, Las Condes
Santiago, Chile

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 Lührrmann Poblete
José Venegas Maluenda
Marc Llambías Vernaus

Directores suplentes
Víctor Turpaud Fernández
Juan Oliva Vásquez
Mario Basualto Vergara

Principales ejecutivos
Alejandro Palma Rioseco
Gerente General

Relaciones Comerciales
La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
19,99% - Sin variación

GNL QUINTERO

Razón social
GNL Quintero S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
76.788.080-4

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

Teléfono
(562) 2499 0900

Capital suscrito y pagado (M$)
69.264.820

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 y regasificación y entrega de gas natural licuado y gas natural.

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
La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
12,00% - Sin variación

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 enregías y combustibles.

Directores titulares
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

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,70%

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
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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,64% - Sin variación

INGENDESA DO BRASIL (en liquidación)

Razón social
Ingendesa do Brasil Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada

Domicilio
Praça Leoni Ramos, Nº 1
Parte, São Domingos
Niterói - RJ, Brasil

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 (M$)
114.462

Apoderado
Bruno César Vasconcelos

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
61,48% - Sin variación

INVERSIONES DISTRILIMA

Razón social
Inversiones Distrilima S.A.C.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Jr, Teniente César López Rojas 201, Maranga, San Miguel
Lima, Perú

Teléfono
(511) 561 1604

Capital suscrito y pagado (M$)
40.732.177

Objeto social
Efectuar inversiones en general en otras sociedades, preferentemente en aquellas destinadas a la explotación de recursos naturales y muy especialmente en las vinculadas a la distribución transmisión y generación de energía eléctrica. Para realizar su objeto social y practicar las actividades vinculadas a él la sociedad podrá realizar todos los actos y celebrar todos los contratos que las leyes peruanas permitan a las sociedades anónimas, Igualmente podrá efectuar inversiones de capital en cualquier clase de bienes muebles incluyendo acciones, bonos y cualquier otra clase de títulos valores mobiliarios, así como la administración de dichas inversiones dentro de los límites fijados por el directorio y la Junta General de Accionistas. Las actividades que integran el objeto social podrán desarrollarse en el Perú como en el extranjero.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores
La Junta General de accionistas del 29/03/2011 acordó el cambio de denominación social, de la Sociedad Anónima a Sociedad Anónima cerrada sin directorio.

Principales ejecutivos
Ignacio Blanco Fernández
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,73%

Proporción sobre Activo de Enersis
2,07%

INVERSIONES GASATACAMA HOLDING

Razón social
Inversiones Gasatacama Holding Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Ltda.

RUT
76.014.570-K

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

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 Alfonsin Balza
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
La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,74%

INVERSORA CODENSA S.A.S.

Razón social
Inversora Codensa S.A.S.

Tipo de sociedad
Sociedad por acciones simplificada

Dirección
Carrera 11 N°82-76, Piso 4
Bogotá, Colombia

Teléfono
(571) 601 6060

Capital suscrito y pagado (M$)
1.275

Objeto social
Inversión en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos de energía, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994, o en cualquier otra empresa que invierta a su vez en empresas de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.
Representante legal
David Felipe Acosta Correa

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
48,39% - Sin variación

INVERSORA DOCK SUD S.A.

Razón social
Inversora Dock Sud S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avenida Debenedetti 1636 Dock Sud Avellaneda

Teléfono
4229-1000

Capital suscrito y pagado (M$)
59.478.744

Objeto social
La Sociedad tiene por objeto participar en empresas de cualquier naturaleza mediante la creación de sociedades por acciones, uniones transitorias de empresas, agrupaciones de colaboración, joint ventures, consorcios y cualquier otra forma de asociación y en general la compra, venta y negociación de títulos, acciones y toda otra clase de valores mobiliarios y papeles de crédito en cualquiera de los sistemas o modalidades creados o a crearse.

Actividades que desarrolla
Sociedad de inversiones.

Directores titulares
Fabrizio Allegra
Gaetano Salierno
Héctor Martín Mandarano
Alejandro Héctor Fernández
Pablo Vera Pinto
Roberto José Fagan

Directores suplentes
María Inés Justo Borga
Fernando Claudio Antognazza
Daniel Martini
Gerardo Zmijak
Nicolás Turturiello
Jorge Peña

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
57,14%

LUZ ANDES

Razón social
Luz Andes Limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
96.800.460-3

Dirección
Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono
(56 2) 2634 6310

Capital suscrito y pagado (M$)
1.224

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

Actividades que desarrolla
Distribución de energía eléctrica.

Administración mancomunada
Claudio Inzunza Diaz
Jaime Manriquez Kemp

Principales ejecutivos
Claudio Inzunza Díaz
Gerente General

Relaciones comerciales
(i) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicio Integral de Aprovisionamiento, Gestión de Compras de Materiales, Contratación de Obras y Servicios y Consultorías, Recepción, Almacenaje y Suministro de de Materiales Recurrentes y No recurrentes, agente de Ventas. Precio: Markup sobre el precio medio de los materiales consumidos.
(ii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(iii) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
99,09% - Sin variación

PEHUENCHE

Razón social
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Abierta

RUT
96.504.980-0

Dirección
Santa Rosa 76
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M$)
200.319.021

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.

Directorio
Alan Fischer Hill
Alejandro García Chacón
Humberto Espejo Paluz
Fernando Gardeweg Ried
Vacante

Principales ejecutivos
Lucio Castro Márquez
Gerente General

Relaciones comerciales
Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis de Comunicación, Servicios Globales Administración de Recursos Humanos y Gestión de Patrimonio. Precio: cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
55,57% - Sin variación

PROGAS

Razón social
Progas S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

RUT
77,625,850-4

Dirección
Avenida Isidora Goyenechea 3365, piso 8
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2366 3800

Capital suscrito y pagado (M$)
1.903

Objeto social
Desarrollar en la regiones I, II y III 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.

Directorio
Alex Díaz Sanzana
Juan Oliva Vásquez
Ricardo Santibañez Zamorano

Principales ejecutivos
Eduardo Soto Trincado
Gerente General

Relaciones Comerciales
La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,70%

SACME

Razón social
Sacme S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Avda, España 3251
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4361 5107

Capital suscrito y pagado ($Argentinos)
12.000

Objeto social
Efectuar la conducción, supervisión y control de la operación del sistema de generación, transmisión y subtransmisión de energía eléctrica de la Capital Federal y el Gran Buenos Aires y las interconexiones con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), Representar a las Sociedades Distribuidora Edenor S.A. y Edesur S.A. , en la gestión operativa ante la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA). En general, efectuar todo tipo de acciones que le permitan desarrollar adecuadamente su gestión, en virtud de constituirse a estos efectos por las sociedades concesionarias de los servicios de distribución y comercialización de energía eléctrica en la Capital Federal y Gran Buenos Aires, en todo de acuerdo con lo dispuesto en el Concurso Público Internacional para la venta de acciones Clase A de Edenor S.A. y Edesur S.A. y la normativa aplicada.

Actividades que desarrolla
Conducción, supervisión y control de la operación de parte del sistema eléctrico argentino.

Directores titulares
Osvaldo Ernesto Rolando
Leandro Ostuni
Daniel Flaks
Eduardo Maggi

Directores suplentes
Abel Cresta
Leonardo Félix Druker
Alberto Rica
José Luis Marinelli

Principales ejecutivos
Francisco Cerar
Gerente General

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
35,81%

SERVICIOS INFORMÁTICOS E INMOBILIARIOS

Razón social
Servicios Informáticos e Inmobiliarios limitada

Tipo de sociedad
Sociedad de responsabilidad limitada

RUT
76.107.186-6

Dirección
Santa Rosa 76, piso 9
Santiago, Chile

Teléfono
(562) 2353 4606

Capital suscrito y pagado (M$)
61.948.674

Objeto social
El objeto será realizar por cuenta propia o a través de terceros, las siguientes actividades:
1) La prestación de servicios de consultoría en materias relacionadas con las tecnologías de la información y de la informática, las telecomunicaciones y la transmisión de datos; la gestión, consultoría, asesoría y administración de contratos propios o de terceros relativos a tales materia; el establecimiento gestión y explotación de centros de bases de datos; la creación, el desarrollo, diseño, gestión, administración, operación, comercialización, compra, venta, importación, exportación de todo tipo de software; la gestión y administración de contratos y el desarrollo y ejecución de proyectos, 2) Adquirir y enajenar todas clase de bienes corporales e incorporales relacionados con su giro; prestar servicios y obtener representaciones para el más adecuado cumplimiento de su objeto; organizar, constituir, participar y tomar parte en toda clase de sociedades, asociaciones o cuentas en participación; efectuar todo tipo de aportes en dinero, servicios y bienes, cualquiera sea su especie y celebrar contratos de prestación de servicios o consultoría, ya sea en Chile o en el exterior, 3) La administración y explotación de los negocios propios o ajenos y en general, el desarrollo de cualquier actividad conexa o complementaria de los giros mencionados y aquéllas otras que convengan los socios de común acuerdo, 4) La adquisición, enajenación, parcelación, subdivisión, loteo, comercialización y explotación, a cualquier título de toda clase de bienes raíces por cuenta propia o de terceros, invertir los fondos sociales, en toda clase de bienes, inmuebles y muebles, corporales o incorporales, y derechos en sociedades, administrarlos y percibir sus frutos y rentas.

Actividades que desarrolla
Servicios de consultoría en materia de tecnología de la información e informática, telecomunicaciones, transmisión de datos, adquirir y enajenar toda clase de bienes del giro; e inmobiliaria.

Ejecutivos Principales
Tomás Blásquez de la Cruz
Gerente General y Administrador Mandatario
Ángel Barrios Romo
Gerente Servicios Informáticos
Andrés Salas Estrades
Gerente Servicios Inmobiliarios

Relaciones comerciales
(i) Contrato de servicios profesionales en gestión de ICT. Precio: Costo de operación más margen.
(ii) Contrato de utilización Estadio Lo Sáez ubicado en calle Carlos Medina 858, comuna de Independencia. Precio: Cantidad mensual fijada en unidades de fomento por trabajador de ICT.
(iii) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Servicios de aprovisionamientos. Gestión de Compras de Materiales y Contratación de Obras, Servicios y Consultorías. Precio: En directa relación con los costos asociados a la plantilla de personal y a los gastos de operación y mantenimiento. Anualmente se determina el valor anual del período siguiente introduciendo las mejoras y eficiencias que corresponda.
(iv) Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.
(v) Cuentas corrientes mercantiles.
(vi) Contrato de prestación de servicios de administración por parte de Enersis. Precio: Cantidad mensual reflejada en UF.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
100,00%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,13%

SOCIEDAD PORTUARIA CENTRAL CARTAGENA

Razón social
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Dirección
Carrera 13 A Nº 93-,66, piso 2
Bogotá, D.C. Colombia

Capital suscrito y pagado (M$)
1.479

Objeto social
La Sociedad tendrá como objeto principal la siguiente actividad: La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados, su administración y operación, el desarrollo y explotación de puertos multipropósito, conforme a la ley, entre otros.

Directores titulares
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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
38,19%

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
60,01%

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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
10,38% - Sin variación

TERMOELÉCTRICA MANUEL BELGRANO

Razón social
Termoeléctrica Manuel Belgrano S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima

Domicilio
Suipacha 268, piso 12
Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 3 221 7950

Capital suscrito y pagado (M$)
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 Nº 1427/2004", aprobado mediante la Resolución SE Nº 1193/2005.

Actividades que desarrolla
Servicio de gerenciamiento (compra equipamiento, construcción, operación y mantenimiento de una central térmica)
Generación de energía eléctrica.

Directores titulares
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 Manifesto
Gerente Técnico
Óscar Damián Zapiola
Gerente de Administración y Finanzas
Sergio Benjamín Schmois
Gerente Comercial

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
10,38% - Sin variación

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
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
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
84,38%

TRANSQUILLOTA

Razón social
Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.

Tipo de sociedad
Sociedad de Responsabilidad Limitada

RUT
77.017.930-0

Dirección
Ruta 60, km 25, Lo Venecia, Comuna de Quillota. V Región de Valparaíso, Chile

Teléfono
(562) 2630 9000

Capital suscrito y pagado (M$)
4.404.446

Objeto social
Transporte, distribución y suministro de energía eléctrica, por cuenta propia o de terceros.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Apoderados titulares
Juan Eduardo Vásquez Moya
Vacante (por renuncia de Gabriel Carvajal Menégollez)
Ricardo Santibañez Zamorano

Apoderados suplentes
Mauricio Cabello
Italo Cúneo
Ricardo Sáez Sánchez

Relaciones Comerciales
La empresa no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
30,75% - Sin variación

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
Sebastián Fernández Cox

Principales ejecutivos
Maximiliano Ruiz Ortíz
Gerente General

Relaciones Comerciales con Enersis
Contrato de prestación de servicios por parte de Enersis: Prestación de servicios de auditoría interna y control de cumplimiento. Precio: Cantidad de UF por hora de trabajo que personal de Enersis destine a los servicios contratados.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
59,98% - Sin variación

YACYLEC S.A.

Razón social
Yacylec S.A.

Tipo de sociedad
Sociedad Anónima Cerrada

Dirección
Bartolomé Mitre 797, piso 11º;
Ciudad Autónoma de Buenos Aires, Argentina

Teléfono
(5411) 4587 4322/4585

Capital suscrito y pagado (M$)
1.435.053

Objeto social
Construcción, operación y mantenimiento de la primera vinculación eléctrica entre la Central Hidroeléctrica Yacyretá y la Estación Transformadora de Resistencia y prestación del servicio de transporte de electricidad, incluyendo la explotación por concesión bajo la modalidad de transportista independiente.

Actividades que desarrolla
Transporte de energía eléctrica.

Directores titulares
Gerardo Ferreyra
Osvaldo Acosta
Fabrizio Allegra
Juan Carlos Blanco
Guillermo Díaz
Eduardo Albarracín
Miguel Ángel Sosa
Luis Juan B, Piatti
Juan Manuel Pereyra
Arturo P,M Pappalardo
Patricia Liliana Díaz
Jorge Neira

Directores suplentes
Ricardo Repetti
Javier Elgueta
María Ines Justo
Gianfranco Catrini
Massimo Villa
Roberto Leonardo Maffioli
Darío Ballaré
Sergio Vestfrid
Daniel Garrido
Robert Ortega
Alberto E, Verra

Relaciones comerciales
La sociedad no tiene relaciones comerciales con Enersis.

Participación de Enersis
(directa e indirecta)
22,22%

Proporción sobre Activo de Enersis
0,02%

Notas:

1. No hay actos o contratos celebrados por Enersis S.A. con sus subsidiarias o asociadas que influyan significativamente en las operaciones y resultados de Enersis S.A.
2. En cuanto a relaciones comerciales, la vinculación futura proyectada con subsidiarias o asociadas se enmarca en el objeto social de la compañía, en especial continuar prestando a sus empresas filiales o coligadas los recursos financieros necesarios para el desarrollo de sus negocios y, además, prestar a sus empresas filiales servicios gerenciales, de asesoría financiera, comercial, técnica y legal; de auditoría y, en general, los servicios de cualquier índole que aparezcan como necesarios para su mejor desempeño, sin perjuicio de lo cual, no se prevé que ninguna de estas vinculaciones futuras influya significativamente en las operaciones y resultados de Enersis S.A.

Declaración de Responsabilidad

Declaración de Responsabilidad

Los Directores de Enersis S.A. y el 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, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros.

PRESIDENTE
Jorge Rosenblut
Rut: 6.243.657-3

VICEPRESIDENTE
Borja Prado Eulate
Pasaporte: AAK091972

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
Rut: 4.132.185-7

DIRECTOR
Alberto De Paoli
Pasaporte: AU7618178

DIRECTOR
Andrea Brentan
Pasaporte: YA0688158

Carolina Schmidt Zaldívar
Rut: 7.052.890-8

DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
Rut: 6.429.250-1

GERENTE GENERAL
Luca D' Agnese
Pasaporte: YA1349186

Estados Financieros Consolidados

enersis

INFORME INSPECTORES DE CUENTAS

Conforme a lo dispuesto por la Ley N° 18.046 sobre Sociedades Anónimas y en cumplimiento al mandato conferido por la Junta General Ordinaria de Accionistas, celebrada el 23 de Abril de 2014, hemos procedido a examinar los Estados Financieros de Enersis S.A., por el ejercicio comprendido entre el 1° de Enero y el 31 de Diciembre de 2014.

Nuestra labor se centró en la verificación, sobre una base selectiva, de la coincidencia de las cifras expuestas en los estados financieros con los registros oficiales de la Compañía y para tal efecto comparamos las cifras presentadas en el libro mayor con las planillas de agrupación y clasificación, para posteriormente estos montos, que representan sumas de cuentas de un mismo rubro, ver si coincidían con los incluidos en los estados finales, revisión que no mereció ningún reparo.

Waldo Gómez Santiago
Inspector de Cuenta

Luís Bone Solano
Inspector de Cuenta

Informe de los Auditores Independientes

EY
Building a better working world

EY Chile
Avda. Presidente Riesco 5435, piso 4,
Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores de
Enersis S.A.

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros consolidados adjuntos de Enersis S.A. y afiliadas, que comprenden el estado de situación financiera consolidado 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 en 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 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 nuestra auditoría. No auditamos los estados financieros de ciertas sociedades afiliadas y coligadas, cuyos estados financieros reflejan un total de activos que constituyen un 32% de los activos totales consolidados al 31 de diciembre de 2014, y de ingresos ordinarios totales que constituyen un 31% de los ingresos ordinarios consolidados totales por el año terminado en esa fecha. Estos estados financieros fueron auditados por otros auditores, cuyo informe nos ha sido proporcionado y nuestra opinión, en lo que se refiere a los montos incluidos de esas sociedades, se basa únicamente en el informe de esos otros 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 a las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de la entidad. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión. Una auditoría incluye, también, evaluar lo apropiadas que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como una evaluación de la presentación general de los estados financieros consolidados.

A member firm of Ernst & Young Global Limited

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

Opinión sobre la base regulatoria de contabilización

En nuestra opinión, los mencionados estados financieros consolidados presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Enersis S.A. y afiliadas 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 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 19. 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 Enersis S.A. y afiliadas adjuntos, y en nuestro informe de fecha 7 de febrero de 2014 expresamos una opinión de auditoría sin modificaciones sobre tales estados financieros consolidados.

Emir Rahil A.

ERNST & YOUNG LTDA.

Santiago, 29 de enero de 2015

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Estados de Situación Financiera Consolidados, Clasificado

al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos)

ACTIVOS	Nota	12/31/2014 M$	12/31/2013 M$
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	7	1.704.745.491	1.606.387.569
Otros activos financieros corrientes	8	99.455.403	781.029.437
Otros activos no financieros corriente		175.098.112	141.597.292
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	9	1.681.686.903	1.129.737.108
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	10	18.441.340	34.019.574
Inventarios corrientes	11	133.520.154	77.782.755
Activos por impuestos corrientes	12	110.572.522	125.661.546
Total de activos corrientes distintos de los activos o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**3.923.519.925**	**3.896.215.281**
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	7.978.963	-
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios		**7.978.963**	**-**
ACTIVOS CORRIENTES TOTALES		**3.931.498.888**	**3.896.215.281**
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Otros activos financieros no corrientes	8	530.821.520	491.536.418
Otros activos no financieros no corrientes		77.806.180	84.091.825
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	9	291.641.675	223.045.673
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas no corriente	10	486.605	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	14	73.633.610	248.080.880
Activos intangibles distintos de la plusvalía	15	1.168.212.056	1.173.560.361
Plusvalía	16	1.410.853.627	1.372.320.328
Propiedades, planta y equipo	17	8.234.215.719	7.433.798.725
Propiedad de inversión	18	8.514.562	44.877.049
Activos por impuestos diferidos	19	193.637.874	210.137.767
TOTAL DE ACTIVOS NO CORRIENTES		11.989.823.428	11.281.449.026
TOTAL DE ACTIVOS		**15.921.322.316**	**15.177.664.307**

PATRIMONIO Y PASIVOS	Nota	12/31/2014 M$	12/31/2013 M$
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros corrientes	20	421.805.679	906.675.205
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	23	2.288.876.950	1.515.003.654
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10	143.680.622	204.412.270
Otras provisiones corrientes	24	90.222.684	87.309.363
Pasivos por impuestos corrientes	12	115.472.313	159.737.063
Otros pasivos no financieros corrientes		129.275.589	108.122.144
Total de pasivos corrientes distintos de los pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta		**3.189.333.837**	**2.981.259.699**
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	13	5.488.147	-
PASIVOS CORRIENTES TOTALES		**3.194.821.984**	**2.981.259.699**
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros no corrientes	20	3.289.097.528	2.790.249.111
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes	23	159.385.521	23.063.878
Cuentas por pagar a entidades relacionadas no corrientes	10	-	-
Otras provisiones no corrientes	24	197.243.841	193.967.353
Pasivo por impuestos diferidos	19	478.361.484	395.486.890
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	25	269.930.412	238.514.991
Otros pasivos no financieros no corrientes		53.262.800	47.657.524
TOTAL PASIVOS NO CORRIENTES		**4.447.281.586**	**3.688.939.747**
TOTAL PASIVOS		**7.642.103.570**	**6.670.199.446**
PATRIMONIO			
Capital emitido	26.1	5.804.447.986	5.669.280.725
Ganancias acumuladas		3.051.734.445	2.813.634.297
Prima de emisión	26.1	-	158.759.648
Otras reservas	26.5	(2.654.206.384)	(2.473.120.417)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		**6.201.976.047**	**6.168.554.253**
Participaciones no controladoras	**26.6**	**2.077.242.699**	**2.338.910.608**
PATRIMONIO TOTAL		**8.279.218.746**	**8.507.464.861**
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS		**15.921.322.316**	**15.177.664.307**

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 Ganancia (pérdida)	Nota	enero - diciembre 2014 M$	2013 M$	2012 M$
Ingresos de actividades ordinarias	27	6.819.760.882	5.696.777.240	6.182.123.698
Otros ingresos, por naturaleza	27	434.115.438	567.668.662	313.829.750
Total de Ingresos de Actividades Ordinarias y Otros Ingresos por Naturaleza		**7.253.876.320**	**6.264.445.902**	**6.495.953.448**
Materias primas y consumibles utilizados	28	(3.941.071.719)	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)
Margen de Contribución		**3.312.804.601**	**3.175.304.707**	**2.800.930.529**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	3 a) 3 d.1	77.275.986	61.965.528	48.667.382
Gastos por beneficios a los empleados	29	(516.009.836)	(465.682.098)	(409.179.836)
Gasto por depreciación y amortización	30	(479.179.904)	(435.473.259)	(434.483.734)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	30	(51.515.362)	(74.877.924)	(42.612.727)
Otros gastos por naturaleza	31	(574.050.613)	(520.098.689)	(492.558.847)
Resultado de Explotación		**1.769.324.872**	**1.741.138.265**	**1.470.762.767**
Otras ganancias (pérdidas)	32	71.769.817	19.170.005	15.186.412
Ingresos financieros	33	265.884.277	260.126.546	232.129.980
Costos financieros	33	(491.858.285)	(388.367.634)	(419.888.938)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	14	(51.853.287)	25.289.219	30.381.936
Diferencias de cambio	33	(38.821.872)	(30.373.115)	(16.126.401)
Resultado por unidades de reajuste	33	1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)
Ganancia (pérdida) antes de impuestos		**1.526.079.077**	**1.617.568.531**	**1.299.688.888**
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	34	(496.609.349)	(504.167.785)	(406.675.920)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas		**1.029.469.728**	**1.113.400.746**	**893.012.968**
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas		-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)		**1.029.469.728**	**1.113.400.746**	**893.012.968**
Ganancia (pérdida) atribuible a				
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora		610.157.869	658.514.150	377.350.521
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	26.6	419.311.859	454.886.596	515.662.447
GANANCIA (PÉRDIDA)		**1.029.469.728**	**1.113.400.746**	**893.012.968**
Ganancia por acción básica				
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones continuadas	$ / acción	12,43	14,56	11,56
Ganancia (pérdida) por acción básica	$ / acción	12,43	14,56	11,56
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	45.218.860,05	32.651.166,47
Ganancias por acción diluidas				
Ganancias (pérdida) diluida por acción procedente de operaciones continuadas	$ / acción	12,43	14,56	11,56
Ganancias (pérdida) diluida por acción	$ / acción	12,43	14,56	11,56
Número promedio ponderado de acciones ordinarias en circulación	Miles	49.092.772,76	45.218.860,05	32.651.166,47

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	enero - diciembre 2014 M$	2013 M$	2012 M$
Ganancia (Pérdida)		1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	25.2.b	(36.681.734)	6.351.518	(14.044.750)
Otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo		(36.681.734)	6.351.518	(14.044.750)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos				
Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión		4.370.648	(76.723.893)	(364.848.647)
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de activos financieros disponibles para la venta		1.849	(2.273)	515
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación		13.476.871	8.367.223	737.736
Ganancias (pérdidas) por coberturas de flujos de efectivo		(138.993.868)	(76.144.260)	72.360.295
Ajustes de reclasificación en coberturas de flujos de efectivo transferidas a resultados		(6.898.502)	55.283	(6.300.885)
Otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		(128.043.002)	(144.447.920)	(298.050.986)
Otros componentes de otro resultado integral, antes de impuestos		(164.724.736)	(138.096.402)	(312.095.736)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con planes de beneficios definidos		12.694.514	(2.603.231)	4.662.040
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo				
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo		35.887.996	12.332.516	(25.726.629)
Impuesto a las ganancias relacionadas con activos financieros disponibles para la venta		(1.462)	455	(569)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificaran al resultado del periodo		35.886.534	12.332.971	(25.727.198)
Total Otro resultado integral		(116.143.688)	(128.366.662)	(333.160.894)
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		913.326.040	985.034.084	559.852.074
Resultado integral atribuible a				
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora		562.566.774	577.348.684	187.169.558
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras		350.759.266	407.685.400	372.682.516
TOTAL RESULTADO INTEGRAL		**913.326.040**	**985.034.084**	**559.852.074**

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	Cambios en Reservas de coberturas de flujo de caja	Cambios en Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2014	**5.669.280.725**	**158.759.648**	**(56.022.016)**	**(3.086.726)**	**-**
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			29.929.142	(66.317.951)	(19.023.003)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	135.167.261	(158.759.648)	-	-	19.023.003
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			61.247.748		
Total de cambios en patrimonio	**135.167.261**	**(158.759.648)**	**91.176.890**	**(66.317.951)**	**-**
Saldo Final al 31/12/2014	**5.804.447.986**	**-**	**35.154.874**	**(69.404.677)**	**-**

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Reservas por diferencias de cambio por conversión	Cambios en Reservas de coberturas de flujo de caja	Cambios en Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2013	**2.824.882.835**	**158.759.648**	**(40.720.059)**	**27.594.028**	**-**
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(57.187.681)	(30.680.754)	6.865.655
Resultado integral					
Emisión de patrimonio	2.844.397.890	1.460.503			
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	-	(1.460.503)	-	-	(6.865.655)
Incremento (disminución) por cambios las participaciones de subsidiarias que no dan lugar a pérdida de control			41.885.724		
Total de cambios en patrimonio	**2.844.397.890**		**(15.301.957)**	**(30.680.754)**	
Saldo Final al 31/12/2013	**5.669.280.725**	**158.759.648**	**(56.022.016)**	**(3.086.726)**	**-**

Estado de Cambios en el Patrimonio	Capital emitido	Prima de Emisión	Cambios en Reservas por diferencias de cambio por conversión	Cambios en Reservas de coberturas de flujo de caja	Cambios en Reservas de ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos
Saldo Inicial al 01/01/2012	**2.824.882.835**	**158.759.648**	**176.622.668**	**(310.265)**	**-**
Cambios en patrimonio					
Resultado Integral					
Ganancia (pérdida)					
Otro resultado integral			(217.342.727)	27.904.293	(742.368)
Resultado integral					
Dividendos					
Incremento (disminución) por otros cambios	-	-	-	-	742.368
Total de cambios en patrimonio	**-**	**-**	**(217.342.727)**	**27.904.293**	**-**
Saldo Final al 31/12/2012	**2.824.882.835**	**158.759.648**	**(40.720.059)**	**27.594.028**	**-**

Otras Reservas						
Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición 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
11.811	**(2.414.023.486)**	**(2.473.120.417)**	**2.813.634.297**	**6.168.554.253**	**2.338.910.608**	**8.507.464.861**
			610.157.869	610.157.869	419.311.859	1.029.469.728
2.235	7.818.482	(47.591.095)		(47.591.095)	(68.552.593)	(116.143.688)
				562.566.774	350.759.266	913.326.040
			(314.750.191)	(314.750.191)	(459.728.319)	(774.478.510)
-	25.112.860	44.135.863	(57.307.530)	(36.764.054)	(23.689.993)	(60.454.047)
	(238.878.483)	(177.630.735)	-	(177.630.735)	(129.008.863)	(306.639.598)
2.235	**(205.947.141)**	**(181.085.967)**	**238.100.148**	**33.421.794**	**(261.667.909)**	**(228.246.115)**
14.046	**(2.619.970.627)**	**(2.654.206.384)**	**3.051.734.445**	**6.201.976.047**	**2.077.242.699**	**8.279.218.746**

Otras Reservas						
Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición 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
13.647	**(1.498.010.369)**	**(1.511.122.753)**	**2.421.278.841**	**3.893.798.571**	**3.064.408.474**	**6.958.207.045**
			658.514.150	658.514.150	454.886.596	1.113.400.746
(1.836)	(160.850)	(81.165.466)		(81.165.466)	(47.201.196)	(128.366.662)
				577.348.684	407.685.400	985.034.084
				2.845.858.393		2.845.858.393
			(273.024.349)	(273.024.349)	(387.641.111)	(660.665.460)
	74.015.741	67.150.086	6.865.655	72.555.238	(910.579)	71.644.659
	(989.868.008)	(947.982.284)	-	(947.982.284)	(744.631.576)	(1.692.613.860)
(1.836)	**(916.013.117)**	**(961.997.664)**	**392.355.456**	**2.274.755.682**	**(725.497.866)**	**1.549.257.816**
11.811	**(2.414.023.486)**	**(2.473.120.417)**	**2.813.634.297**	**6.168.554.253**	**2.338.910.608**	**8.507.464.861**

Otras Reservas						
Reservas de ganancias o pérdidas en la remedición 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
13.836	**(1.497.208.996)**	**(1.320.882.757)**	**2.232.968.880**	**3.895.728.606**	**2.995.312.585**	**6.891.041.191**
			377.350.521	377.350.521	515.662.447	893.012.968
(189)	28	(190.180.963)		(190.180.963)	(142.979.931)	(333.160.894)
				187.169.558	372.682.516	559.852.074
			(188.298.192)	(188.298.192)	(304.068.003)	(492.366.195)
-	(801.401)	(59.033)	(742.368)	(801.401)	481.376	(320.025)
(189)	**(801.373)**	**(190.239.996)**	**188.309.961**	**(1.930.035)**	**69.095.889**	**67.165.854**
13.647	**(1.498.010.369)**	**(1.511.122.753)**	**2.421.278.841**	**3.893.798.571**	**3.064.408.474**	**6.958.207.045**

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	enero - diciembre 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		7.786.425.908	6.946.352.718	7.421.957.070
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias		53.736.441	92.757.838	96.444.426
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		793.806.980	503.343.750	379.638.920
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación				
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios		(4.395.777.186)	(3.690.576.400)	(3.899.057.207)
Pagos a y por cuenta de los empleados		(482.784.407)	(448.354.032)	(400.061.812)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas		(15.147.534)	(5.782.311)	(8.066.513)
Otros pagos por actividades de operación		(1.418.097.022)	(1.176.355.154)	(1.351.575.914)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados en operaciones)				
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		(428.343.722)	(381.648.502)	(452.305.887)
Otras entradas (salidas) de efectivo		(216.129.742)	(212.945.529)	(251.163.500)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación		1.698.037.994	1.700.975.644	1.543.362.435
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión				
Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de control de subsidiarias u otros negocios	7.e	40.861.571	-	-
Flujos de efectivo utilizados para obtener el control de subsidiarias u otros negocios	7.c	(37.654.762)	-	-
Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		1.126.402.278	871.863.989	-
Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades		(480.297.836)	(1.433.536.193)	(194.093.275)
Otros pagos para adquirir participaciones en negocios conjuntos		(3.315.000)	(5.084.700)	(7.140.000)
Préstamos a entidades relacionadas		-	(4.844.706)	-
Importes procedentes de la venta de propiedades, planta y equipo		167.486	5.462.527	755.445
Compras de propiedades, planta y equipo		(825.909.425)	(603.413.832)	(517.233.484)
Compras de activos intangibles		(260.500.759)	(169.371.666)	(187.197.935)
Recursos por ventas de otros activos a largo plazo		2.037.930	1.987.002	162.992
Compras de otros activos a largo plazo		(2.952.035)	(2.034.104)	(2.859.668)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		(26.683.724)	(3.485.915)	(2.691.688)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera		16.957.654	14.308.008	2.013.452
Cobros a entidades relacionadas		-	4.895.411	2.600.730
Dividendos recibidos		13.567.998	9.081.705	7.539.711
Intereses recibidos		93.410.873	92.176.821	56.681.895
Otras entradas (salidas) de efectivo		44.220.761	(1.891.436)	(674.255)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión		(299.686.990)	(1.223.887.089)	(842.136.080)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación				
Importes procedentes de la emisión de acciones		8.783.766	1.130.817.519	-
Pagos por cambios en las participaciones en la propiedad en subsidiarias que no dan lugar a la pérdida de control		(385.132.160)	-	-
Total importes procedentes de préstamos		774.199.941	530.735.256	501.199.355
Importes procedentes de préstamos de largo plazo		740.518.825	487.162.501	400.797.521
Importes procedentes de préstamos de corto plazo		33.681.116	43.572.755	100.401.834
Préstamos de entidades relacionadas		-	693.084	-
Pagos de préstamos		(622.496.486)	(563.049.681)	(645.675.778)
Pagos de pasivos por arrendamientos financieros		(16.559.995)	(9.388.183)	(25.491.730)
Pagos de préstamos a entidades relacionadas		(17.236.440)	-	-
Dividendos pagados		(632.808.121)	(482.046.152)	(547.081.888)
Intereses pagados		(246.769.836)	(230.584.133)	(253.478.855)
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		-	-	-
Otras entradas (salidas) de efectivo		(145.440.332)	(40.412.354)	(41.745.935)
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación		(1.283.459.663)	336.765.356	(1.012.274.831)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio		**114.891.341**	**813.853.911**	**(311.048.476)**
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		(16.503.717)	(23.298.403)	(60.803.672)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo		**98.387.624**	**790.555.508**	**(371.852.148)**
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	7	1.606.387.569	815.832.061	1.187.684.209
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**7. d**	**1.704.775.193**	**1.606.387.569**	**815.832.061**

Nota 1
Actividad y Estados Financieros del Grupo

Enersis S.A. (en adelante, la "Sociedad Matriz" o la "Sociedad") y sus sociedades filiales, integran el Grupo Enersis (en adelante, "Enersis" o el "Grupo").

Enersis S.A. es una sociedad anónima abierta y tiene su domicilio social y oficinas principales en Avenida Santa Rosa, número 76, Santiago de Chile. La Sociedad se encuentra inscrita en el registro de valores de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, con el N° 0175. Además, está registrada en la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de Norteamérica y en la Comisión Nacional del Mercado de Valores de España; sus acciones se transan en el New York Stock Exchange desde 1993 y en Latibex desde 2001.

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

La Sociedad fue constituida, inicialmente, bajo la razón social de Compañía Chilena Metropolitana de Distribución Eléctrica S.A. en 1981. Posteriormente se modificaron los estatutos, y la existencia de nuestra compañía bajo su actual nombre, Enersis S.A., data desde el 1 de agosto de 1988. Para efectos tributarios la Sociedad opera bajo Rol Único Tributario N° 94.271.000-3.

La dotación del Grupo alcanzó los 12.275 trabajadores al 31 de diciembre de 2014. En promedio la dotación que el Grupo tuvo durante el ejercicio 2014 fue de 11.931 trabajadores. Para más información respecto a la distribución de nuestros trabajadores, por clase y ubicación geográfica, ver Nota 37.

Enersis tiene como objeto social realizar, en el país o en el extranjero, la exploración, desarrollo, operación, generación, distribución, transmisión, transformación y/o venta de energía en cualquiera de sus formas o naturaleza, directamente o por intermedio de otras empresas, como asimismo, actividades en telecomunicaciones y la prestación de asesoramiento de ingeniería, en el país y en el extranjero. La Sociedad tiene también como objeto invertir y administrar su inversión en sociedades filiales y asociadas, que sean generadoras, transmisoras, distribuidoras o comercializadoras de energía eléctrica o cuyo giro corresponda a cualesquiera de los siguientes:

(i) la energía en cualquiera de sus formas o naturaleza,
(ii) al suministro de servicios públicos o que tengan como insumo principal la energía,
(iii) las telecomunicaciones e informática, y
(iv) negocios de intermediación a través de Internet.

Los estados financieros consolidados de Enersis 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 23 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 ésta 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.n.

Nota 2

Bases de Presentacion de los Estados Financieros Consolidados

2.1 Principios Contables

Los estados financieros consolidados de Enersis 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 especificas dictadas por la SVS.

De existir discrepancias entre las NIIF y las instrucciones 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 Enersis. (ver Nota 3.p y 19c).

Los presentes estados financieros consolidados reflejan fielmente la situación financiera de Enersis y filiales 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 a 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 01 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 01 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 01 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 01 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 01 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 Enersis y filiales.

b) Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2015 y siguientes:

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

Normas, Interpretaciones y Enmiendas	Aplicación obligatoria para:
NIIF 9: Instrumentos Financieros	
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. 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.	Períodos anuales iniciados en o después del 01 de enero de 2018

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 01 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. A demás 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 01 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 01 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 01 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 01 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 01 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 01 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 01 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 01 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 01 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 01 de enero de 2016.

El Grupo está evaluando el impacto que tendrá la NIIF 9 y NIIF 15 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 Enersis y filiales.

2.3 Responsabilidad de la Información 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 del Grupo, para cuantificar algunos de los activos, pasivos, ingresos, gastos y compromisos que figuran registrados en ellos.

Las áreas más importantes que han requerido juicio profesional son las siguientes:

- En un acuerdo de concesión de servicios, determinación de si un concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador, a quién y a qué precio, factores esenciales para la aplicación de CINIIF 12 (ver Nota 3.d.1).
- Identificación de las Unidades Generadoras de Efectivo (UGE), para la realización de pruebas de deterioro (ver Nota 3.e).
- Nivel de jerarquía de los datos de entrada utilizados para valorar activos y pasivos medidos a valor razonable (ver Nota 3.h)

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las valoraciones realizadas para determinar la existencia de pérdidas por deterioro de activos y plusvalías o fondos de comercio (ver Nota 3.e).

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros (ver Notas 3.m.1 y 25).
- La vida útil de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (ver Notas 3.a y 3.d).
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros (ver Notas 3.g.5 y 22).
- La energía suministrada a clientes pendientes de lectura en medidores.
- Determinadas magnitudes del sistema eléctrico, incluyendo las correspondientes a otras empresas, tales como producción, facturación a clientes, energía consumida, etc., que permiten estimar la liquidación global del sistema eléctrico que deberá materializarse en las correspondientes liquidaciones definitivas, pendientes de emitir en la fecha de emisión de los estados financieros y que podría afectar a los saldos de activos, pasivos, ingresos y costos, registrados en los mismos (ver anexo 6.2).
- La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes (ver Nota 3.m).
- Los desembolsos futuros para el cierre de las instalaciones y restauración de terrenos, así como también las tasas de descuento a utilizar (ver Nota 3.a).
- Los resultados fiscales de las distintas sociedades del Grupo, que se declararán ante las respectivas autoridades tributarias en el futuro, que han servido de base para el registro de los distintos saldos relacionados con los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros consolidados. (ver Nota 3.p).
- Los valores razonables de activos adquiridos y pasivos asumidos, y de la participación pre-existente en la adquirida, en una combinación de negocios

A pesar de que estos juicios y estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros consolidados, es posible que acontecimientos que puedan tener lugar en el futuro obliguen a modificarlos (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de juicio o estimación en los correspondientes estados financieros consolidados futuros.

2.4 Entidades Filiales

Se consideran entidades filiales a aquellas sociedades controladas por Enersis, directa o indirectamente. El control se ejerce si, y sólo si, están presenten los siguientes elementos: i) poder sobre la filial, ii) exposición, o derecho, a rendimientos variables de estas sociedades, y iii) capacidad de utilizar poder para influir en el monto de estos rendimientos.

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

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

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

2.4.1 Variaciones del Perímetro de Consolidación

Con fecha 30 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda., filial de Enersis, concretó la venta de la totalidad de sus participaciones sociales, directas e indirectas, en las compañías Construcciones y Proyectos Los Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. El precio de venta de estas participaciones sociales ascendió a M$ 57.173.143, monto que fue pagado al contado en la misma fecha. (ver nota 32).

La salida de Maitenes S.A. y Aguas Santiago Poniente S.A. del perímetro de consolidación de Enersis supuso una reducción en el estado de situación financiera consolidado de M$ 54.845.853 en los activos corrientes, M$ 12.822.077 en los activos no corrientes, M$ 1.393.348 en los pasivos corrientes y de M$ 0 en los pasivos no corrientes.

Durante el primer semestre de 2014, ingresó al perímetro de consolidación del Grupo Enersis la sociedad Inversiones GasAtacama Holding Limitada, como consecuencia de la compra realizada por Endesa Chile S.A. del 50% 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 Enersis 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.

Durante el ejercicio 2013, ingresaron al perímetro de consolidación del Grupo Enersis las siguientes sociedades: Generalima S.A.C., Eléctrica Cabo Blanco S.A.C., Empresa Eléctrica de Piura S.A., Endesa Cemsa S.A., Inversora Dock Sud S.A. y Central Dock Sud S.A. Todas ellas aportadas por Endesa, S.A., como parte del proceso de aumento de capital que Enersis concretó en marzo de 2013 (ver nota 6 y 26.1.1).

El ingreso de estas compañías al perímetro de consolidación del Grupo Enersis supuso un aumento en el estado de situación financiera consolidado de M$110.222.618 en los activos corrientes, M$163.196.934 en los activos no corrientes, M$180.637.895 en los pasivos corrientes y de M$54.241.781 en los pasivos no corrientes.

2.4.2 Sociedades Consolidadas con Participación Inferior al 50%

Aunque el Grupo posee, directa e indirectamente, un 48,48% de participación en las sociedades Comercializadora de Energía S.A. (en adelante "Codensa") y Empresa Generadora de Energía Eléctrica S.A. (en adelante "Emgesa"), estas compañías tienen la consideración de "sociedades filiales" ya que Enersis, en virtud de pactos o acuerdos entre accionistas, o como consecuencia de la estructura, composición y clases de accionariado, ejerce control sobre las mismas. El Grupo mantiene un 57,15% y un 56,43% de las acciones con derecho de voto de Codensa y Emgesa, respectivamente.

2.4.3 Sociedades No Consolidadas con Participación Superior al 50%

Aunque el Grupo Enersis 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 Enersis, directa e indirectamente, ejerce una influencia significativa.

La influencia significativa es el poder de intervenir en las decisiones de política financiera y de operación de la asociada, sin llegar a tener el control ni el control conjunto sobre 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.i).

Por otra parte, se consideran acuerdos conjuntos aquellas entidades en las 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. Enersis 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 Enersis 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 "Ganancias (pérdidas) por diferencias de cambio de conversión" dentro del estado de resultados integrales consolidado: Otro resultado integral (ver Nota 26.2).
4. Los saldos y transacciones entre las sociedades consolidadas se han eliminado en su totalidad en el proceso de consolidación.
5. Los cambios en la participación en las sociedades filiales que no den lugar a una toma o pérdida de control se registran como transacciones de patrimonio, ajustándose el valor en libros de las participaciones de control y de las participaciones no controladoras, para reflejar los cambios en sus participaciones relativas en la sociedad filial. La diferencia que pueda existir, entre el valor por el que se ajuste las participaciones no controladoras y el valor razonable de la contraprestación pagada o recibida, se reconoce directamente en el Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora.
6. Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas.
   Cualquier diferencia entre los activos y pasivos aportados a la consolidación y la contraprestación entregada, se registra directamente en el Patrimonio neto, como un cargo o abono a "Otras reservas". El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

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 o de distribución. El Grupo define período sustancial como aquel que supera los doce meses. La tasa de interés utilizada es la correspondiente al financiamiento específico o, de no existir, la tasa media de financiamiento de la sociedad que realiza la inversión. La tasa media de financiamiento depende principalmente del área geográfica y varió en un rango comprendido entre 7,5% y un 10,8% al 31 de diciembre de 2014 (7,25% y 9,31% al 31 de diciembre de 2013). El monto activado por este concepto ascendió a M$ 56.918.667, M$ 30.325.539 y M$ 26.477.369 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente (ver Nota 33).
- Los gastos de personal relacionados directamente con las construcciones en curso. El monto activado por este concepto ascendió a M$ 65.229.258, M$ 48.087.586 y M$ 32.925.771 durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, respectivamente.
- Los desembolsos futuros a los que el Grupo deberá hacer frente en relación con el cierre de sus instalaciones, se incorporan al valor del activo por el valor razonable, reconociendo contablemente la correspondiente provisión por desmantelamiento o restauración. El Grupo revisa anualmente su estimación sobre los mencionados desembolsos futuros, aumentando o disminuyendo el valor del activo en función de los resultados de dicha estimación (ver Nota 24).

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.e) 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 el 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 más información, a continuación se presenta una mayor apertura para la clase Plantas y equipos:

Clases de Propiedades, plantas y equipos	Intervalo de años de vida útil estimada
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 y distribución:	
Red de alta tensión	10-80
Red de baja y media tensión	7-62
Equipos de medida y telecontrol	3-76
Otras instalaciones	4-25
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 detalle del período restante hasta su caducidad de aquellas concesiones que no tienen carácter indefinido:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Empresa Distribuidora Sur S.A. - Edesur (Distribución)	Argentina	1992	95 años	73 años
Hidroeléctrica El Chocón S.A. (Generación)	Argentina	1993	30 años	9 años
Transportadora de Energía S.A. (Transporte)	Argentina	2002	85 años	73 años
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A. (Transporte)	Argentina	2000	87 años	73 años
Central Eléctrica Cachoeira Dourada S.A. (Generación)	Brasil	1997	30 años	13 años
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A (Generación)	Brasil	2001	30 años	17 años
Compañía de Interconexión Energética S.A. (CIEN - Línea 1)	Brasil	2000	20 años	6 años
Compañía de Interconexión Energética S.A CIEN (Línea 2)	Brasil	2002	20 años	8 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 del Grupo evaluó las casuísticas específicas de cada una de las concesiones descritas anteriormente, que varían unas de otras dependiendo el país, negocio y jurisprudencia legal, y concluyó que, con excepción de CIEN, no existen factores determinantes que indiquen que el concedente, que en todos los casos corresponde a un ente gubernamental, tiene el control sobre la infraestructura y, simultáneamente, puede determinar de forma permanente el precio del servicio. Estos requisitos son indispensables para aplicar la CINIIF 12, interpretación que establece cómo registrar y valorizar cierto tipo de concesiones (las que son del alcance de esta norma se presentan en Nota 3.d.1).

El 19 de abril de 2011, la filial CIEN completó exitosamente el cambio en su modelo de negocios. Mediante el nuevo acuerdo, el Gobierno continúa controlando la infraestructura, pero CIEN obtiene una remuneración fija que la equipara a una concesión pública de transmisión (precio regulado).

Bajo este esquema sus concesiones califican dentro del alcance de CINIIF 12, sin embargo el inmovilizado no ha sido dado de baja en consideración a que CIEN no ha transferido, sustancialmente, los riesgos y beneficios significativos al Gobierno de Brasil. Las ganancias o pérdidas que surgen en ventas o retiros de bienes de Propiedades, planta y equipo se reconocen como Otras ganancias (pérdidas) en el estado de resultados integrales, y se calculan deduciendo del monto recibido por la venta el valor neto contable del activo y los gastos de venta correspondientes.

b) Propiedad de Inversión

El rubro "Propiedad de inversión" incluye fundamentalmente terrenos y construcciones que se mantienen con el propósito de obtener ganancias en futuras ventas, o bien explotarlos mediante un régimen de arrendamientos.

Las propiedades de inversión se valoran por su costo de adquisición neto de su correspondiente depreciación acumulada y las pérdidas por deterioro que hayan experimentado. Las propiedades de inversión, excluidos los terrenos, se deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil.

El valor razonable de los inmuebles de inversión se desglosa en la Nota 18.

c) Plusvalía

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio), surgida en combinaciones de negocios y reflejada en la consolidación, representa el exceso de valor de la contraprestación transferida más el importe de cualquier participación no controladora sobre 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.e).

d) Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

Los activos intangibles se reconocen inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los activos intangibles se amortizan linealmente durante su vida útil, a partir del momento en que se encuentran en condiciones de uso, salvo aquellos con vida útil indefinida, en los cuales no aplica la amortización. Al 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 e) de esta Nota.

d.1) Concesiones

Los acuerdos de concesión de servicios públicos a un operador privado, se registran atendiendo a lo establecido en la CINIIF 12 "Acuerdos de Concesión de Servicios". Esta interpretación contable aplica si:

a) La concedente controla o regula qué servicios debe proporcionar el operador con la infraestructura, a quién debe suministrarlos y a qué precio; y
b) La concedente controla - a través de la propiedad, del derecho de usufructo o de otra manera - cualquier participación residual significativa en la infraestructura al final del plazo del acuerdo.

De cumplirse simultáneamente con las condiciones expuestas anteriormente, la contraprestación recibida por el Grupo por la construcción de la infraestructura se reconoce por el valor razonable de la misma, como un activo intangible en la medida que el operador recibe un derecho a efectuar cargos a los usuarios del servicio público, siempre y cuando estos derechos estén condicionados al grado de uso del servicio; o como un activo financiero, en la medida en que exista un derecho contractual incondicional a recibir efectivo u otro activo financiero ya sea directamente del cedente o de un tercero. Las obligaciones contractuales asumidas por el Grupo para el mantenimiento de la infraestructura durante su explotación, o por su devolución al cedente al final del acuerdo de concesión en las condiciones especificadas en el mismo, en la medida en que no suponga una actividad que genera ingresos, se reconoce siguiendo la política contable de provisiones (ver Nota 3.m)

Los gastos financieros se activan siguiendo los criterios establecidos en la letra a) de esta Nota, siempre y cuando el operador de la concesión tenga un derecho contractual para recibir un activo intangible. Durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 no se activaron gastos financieros.

Adicionalmente, durante los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, se activaron gastos de personal directamente relacionados a construcciones en curso por un monto de M$ 12.046.728, M$ 13.877.942 y M$ 15.741.611, respectivamente.

Las filiales de Enersis que han reconocido un activo intangible por sus acuerdos de concesión son las siguientes:

Empresa titular de la concesión	País	Año de inicio de la concesión	Plazo de la concesión	Período restante hasta caducidad
Ampla Energía e Serviços S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1996	30 años	12 años
Companhia Energética do Ceará S.A. (*) (Distribución)	Brasil	1997	30 años	13 años

(*) Considerando que una parte de los derechos adquiridos por las filiales son incondicionales, se ha reconocido un activo financiero disponibles para la venta (ver Nota 3.g.1 y Nota 8)

d.2) Gastos de Investigación y Desarrollo

El Grupo 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.

d.3) Otros Activos Intangibles

Estos activos corresponden fundamentalmente a programas informáticos, derechos de agua y servidumbres de paso. Su reconocimiento contable se realiza inicialmente por su costo de adquisición o producción y, posteriormente, se valoran a su costo neto de su correspondiente amortización acumulada y de las pérdidas por deterioro que, en su caso, hayan experimentado.

Los programas informáticos se amortizan, en promedio, en 5 años. Las servidumbres de paso y los derechos de agua en algunos casos tienen vida útil indefinida, y por lo tanto no se amortizan, y en otros tienen una vida útil que, dependiendo las características propias de cada caso, varía en un rango cercano a los 40 o 60 años, plazo que es utilizado para efectuar su amortización.

e) Deterioro del Valor de los Activos

e.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:

		Tasas de crecimiento (g)	
País	Moneda	2014	2013
Chile	Peso chileno	2,2% - 5,0%	2,2% - 5,3%
Argentina	Peso argentino	6,9% - 7,7%	8,6% - 9,0%
Brasil	Real brasileño	5,0% - 5,9%	5,1% - 6,1%
Perú	Nuevo sol peruano	3,4% - 4,4%	3,6% - 4,6%
Colombia	Peso colombiano	4,3% - 5,3%	4,3% - 5,3%

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:

		2014		2013	
País	Moneda	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Chile	Peso chileno	7,9%	13,0%	7,8%	16,3%
Argentina	Peso argentino	23,3%	38,9%	39,2%	44,4%
Brasil	Real brasileño	9,7%	22,7%	9,0%	18,8%
Perú	Nuevo Sol peruano	7,3%	14,3%	7,3%	13,9%
Colombia	Peso colombiano	8,0%	13,3%	8,5%	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.

e.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, tanto en el segmento de generación y transmisión como en el de distribución de energía eléctrica, las sociedades del Grupo tienen definida una política para el registro de provisiones por deterioro en función de la antigüedad del saldo vencido, que se aplica con carácter general, excepto en aquellos casos en que exista alguna particularidad que hace aconsejable el análisis específico de cobrabilidad, como puede ser el caso de montos por cobrar a entidades públicas (ver Nota 9) .
- Para el caso de los 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 Notas 8 y 22).

f) Arrendamientos

Para determinar si un contrato es, o contiene, un arrendamiento, Enersis analiza el fondo económico del acuerdo, evaluando si el cumplimiento del contrato depende del uso de un activo específico y si el acuerdo transfiere el derecho de uso del activo. Si se cumplen ambas condiciones, se separa al inicio del contrato, en función de sus valores razonables, los pagos y contraprestaciones relativos al arrendamiento, de los correspondientes al resto de elementos incorporados al acuerdo.

Los arrendamientos en los que se transfieren sustancialmente todos los riesgos y beneficios inherentes a la propiedad se clasifican como financieros. El resto de arrendamientos se clasifican como operativos.

Los arrendamientos financieros en los que el Grupo actúa como arrendatario se reconocen al comienzo del contrato, registrando un activo según su naturaleza y un pasivo por el mismo monto e igual al valor razonable del bien arrendado, o bien al valor presente de los pagos mínimos por el arrendamiento, si éste fuera menor. Posteriormente, los pagos mínimos por arrendamiento se dividen entre gasto financiero y reducción de la deuda. El gasto financiero se reconoce como gasto y se distribuye entre los ejercicios que constituyen el período de arrendamiento, de forma que se obtiene una tasa de interés constante en cada ejercicio sobre el saldo de la deuda pendiente de amortizar. El activo se deprecia en los mismos términos que el resto de activos depreciables similares, si existe certeza razonable de que el arrendatario adquirirá la propiedad del activo al finalizar el arrendamiento. Si no existe dicha certeza, el activo se deprecia en el plazo menor entre la vida útil del activo o el plazo del arrendamiento.

En el caso de los arrendamientos operativos, las cuotas se reconocen como gasto en caso de ser arrendatario, y como ingreso en caso de ser arrendador, de forma lineal durante el plazo del mismo, salvo que resulte más representativa otra base sistemática de reparto.

g) Instrumentos Financieros

Un instrumento financiero es cualquier contrato que dé lugar, simultáneamente, a un activo financiero en una entidad y a un pasivo financiero o a un instrumento de patrimonio en otra entidad.

g.1) Activos Financieros No Derivados

El Grupo clasifica sus activos financieros no derivados, ya sean permanentes o temporales, excluidas las inversiones contabilizadas por el método de participación (ver Nota 14) y las mantenidas para la venta, en cuatro categorías:

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

El método de la tasa de interés efectiva es un método de cálculo del costo amortizado de un activo o un pasivo financiero (o de un grupo de activos o pasivos financieros) y de imputación del ingreso o gasto financiero a lo largo del período relevante. La tasa de interés efectiva es la tasa de descuento que iguala exactamente los flujos de efectivo por cobrar o por pagar estimados a lo largo de la vida esperada del instrumento financiero (o, cuando sea adecuado, en un período más corto) con el monto neto en libros del activo o pasivo financiero.

- **Inversiones a mantener hasta su vencimiento:** Aquellas que el Grupo tiene intención y capacidad de conservar hasta su vencimiento, se contabilizan al costo amortizado según se ha definido en el párrafo anterior.
- **Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en resultados:** Incluye la cartera de negociación y aquellos activos financieros que han sido designados como tales en el momento de su reconocimiento inicial y que se gestionan y evalúan según el criterio de valor razonable. Se valorizan en el estado de situación financiera consolidado por su valor razonable y las variaciones en su valor se registran directamente en resultados en el momento que ocurren.
- **Activos financieros disponibles para la venta:** Son los activos financieros que se designan específicamente como disponibles para la venta o aquellos que no encajan dentro de las tres categorías anteriores, correspondiendo casi en su totalidad a inversiones financieras en instrumentos de patrimonio y activos financieros de acuerdo a CINIIF 12 "Acuerdos de concesión de servicios" (ver Nota 8).
  Estas inversiones 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.

g.2) Efectivo y otros Medios Líquidos Equivalentes

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

g.3) 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.g.1).

En el caso particular de que los pasivos sean el subyacente de un derivado de cobertura de valor razonable, como excepción, se valoran por su valor razonable por la parte del riesgo cubierto.

Para el cálculo del valor razonable de la deuda, tanto para los casos en que se registra en el estado de situación financiera como para la información sobre su valor razonable que se incluye en la Nota 22, ésta ha sido dividida en deuda a tasa de interés fija (en adelante, "deuda fija") y deuda a tasa de interés variable (en adelante, "deuda variable"). La deuda fija es aquella que a lo largo de su vida paga cupones de interés fijados desde el inicio de la operación, ya sea explícita o implícitamente. La deuda variable es aquella deuda emitida con tipo de interés variable, es decir, cada cupón se fija en el momento del inicio de cada período en función de la tasa de interés de referencia. La valoración de toda la deuda se ha realizado mediante el descuento de los flujos futuros esperados con la curva de tipos de interés de mercado según la moneda de pago.

g.4) Derivados y Operaciones de Cobertura

Los derivados mantenidos por el Grupo corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con el fin de cubrir el riesgo de tasa de interés y/o de tipo de cambio, que tienen como objetivo eliminar o reducir significativamente estos riesgos en las operaciones subyacentes que son objeto de cobertura.

Los derivados se registran por su valor razonable en la fecha del estado de situación financiera. En el caso de derivados financieros, si su valor es positivo se registran en el rubro "Otros activos financieros" y si es negativo en el rubro "Otros pasivos

financieros". Si se trata de derivados sobre commodities, el valor positivo se registra en el rubro "Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar" y si es negativo en el rubro "Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar".

Los cambios en el valor razonable se registran directamente en resultados, salvo en el caso de que el derivado haya sido designado contablemente como instrumento de cobertura y se den todas las condiciones establecidas por las NIIF para aplicar contabilidad de cobertura, entre ellas, que la cobertura sea altamente efectiva, en cuyo caso su registro es el siguiente:

- **Coberturas de valor razonable:** La parte del subyacente para la que se está cubriendo el riesgo se valora por su valor razonable al igual que el instrumento de cobertura, registrándose en el estado de resultados integrales las variaciones de valor de ambos, neteando los efectos en el mismo rubro del estado de resultados integrales.
- **Coberturas de flujos de efectivo:** Los cambios en el valor razonable de los derivados se registran, en la parte en que dichas coberturas son efectivas, en una reserva del Patrimonio Total denominada "Coberturas de flujo de caja". La pérdida o ganancia acumulada en dicho rubro se traspasa al estado de resultados integrales en la medida que el subyacente tiene impacto en el estado de resultados integrales por el riesgo cubierto, neteando dicho efecto en el mismo rubro del estado de resultados integrales. Los resultados correspondientes a la parte ineficaz de las coberturas se registran directamente en el estado de resultados integrales.

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

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

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

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.

g.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, el Grupo utiliza para su valoración la metodología de flujos de caja descontados y modelos de valoración de opciones generalmente aceptados, basándose en las condiciones del mercado, tanto de contado como de futuros a la fecha de cierre del ejercicio, incluyendo asimismo un ajuste por riesgo de crédito propio o "Debt Valuation Adjustment (DVA)" y el riesgo de contraparte o "Credit Valuation Adjustment (CVA)". La medición del "Credit Valuation Adjustment (CVA)" / "Debt Valuation Adjustment (DVA)" se realiza basándose en la exposición potencial futura del instrumento (posición acreedora u deudora) y el perfil de riesgo de las contrapartes y el propio del Grupo.

g.6) Baja de Activos y Pasivos Financieros

Los activos financieros se dan de baja contablemente cuando:

- Los derechos a recibir flujos de efectivo relacionados con los activos han vencido o se han transferido o, 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 3.g.1.)

Los pasivos financieros son dados de baja cuando se extinguen, es decir, cuando la obligación derivada del pasivo haya sido pagada, cancelada o bien haya expirado.

g.7) Compensación de Activos y Pasivos Financieros

El Grupo compensa activos y pasivos financieros, y el monto neto se presenta en el estado de situación financiera, sólo cuando:

- existe un derecho, exigible legalmente, de compensar los montos reconocidos; y
- existe la intención de liquidar sobre una base neta, o de realizar el activo y liquidar el pasivo simultáneamente.

h) Medición del Valor Razonable

El valor razonable de un activo o pasivo se define como el precio que sería recibido por vender un activo o pagado por transferir un pasivo, en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de medición.

La medición a valor razonable asume que la transacción para vender un activo o transferir un pasivo tiene lugar en el mercado principal, es decir, el mercado de mayor volumen y nivel de actividad para el activo o pasivo. En ausencia de un mercado principal, se asume que la transacción se lleva a cabo en el mercado más ventajoso al cual tenga acceso la entidad, es decir, el mercado que maximiza la cantidad que sería recibido para vender el activo o minimiza la cantidad que sería pagado para transferir el pasivo.

Para la determinación del valor razonable, el Grupo utiliza las técnicas de valoración que sean apropiadas a las circunstancias y sobre las cuales existan datos suficientes para realizar la medición, maximizando el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizando el uso de datos de entrada no observables.

En consideración a la jerarquía de los datos de entrada utilizados en las técnicas de valoración, los activos y pasivos medidos a valor razonable pueden ser clasificados en los siguientes niveles:

Nivel 1: Precio cotizado (no ajustado) en un mercado activo para activos y pasivos idénticos;

Nivel 2: Inputs diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos o pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio). Los métodos y las hipótesis utilizadas para determinar los valores razonables de nivel 2, por clase de activos financieros o pasivos financieros, tienen en consideración la estimación de los flujos de caja futuros, descontados con las curvas cero cupón de tipos de interés de cada divisa. Todas las valoraciones descritas se realizan a través de herramientas externas, como por ejemplo "Bloomberg"; 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.

i) Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación

Las participaciones que el Grupo posee en negocios conjuntos y asociadas, se registran siguiendo el método de participación.

Según el método de participación, la inversión en una asociada o negocio conjunto se registra inicialmente al costo. A partir de la fecha de adquisición, se registra la inversión en el estado de situación financiera por la proporción de su patrimonio total, que representa la participación del Grupo en su capital, una vez ajustado, en su caso, el efecto de las transacciones realizadas con el Grupo, más las plusvalías que se hayan generado en la adquisición de la sociedad. Si el monto resultante fuera negativo, se deja la participación en cero en el estado de situación financiera, a no ser que exista la obligación presente (ya sea legal o implícita) por parte del Grupo de reponer la situación patrimonial de la sociedad, en cuyo caso, se registra la provisión correspondiente.

La plusvalía relativa a la asociada o negocio conjunto se incluye en el valor libro de la inversión y no se amortiza ni se realiza una prueba individual de deterioro, a menos que existan indicadores.

Los dividendos percibidos de estas sociedades se registran reduciendo el valor de la inversión y los resultados obtenidos por las mismas, que corresponden al Grupo conforme a su participación, se registran en el rubro "Participación en ganancia (pérdida) de asociadas contabilizadas por el método de participación".

En el Anexo N° 3 de los presentes estados financieros consolidados, denominado "Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos", se describe la relación de Enersis con cada una de estas entidades.

j) Inventarios

Los inventarios se valoran al precio medio ponderado de adquisición o valor neto de realización si éste es inferior.

k) Activos No Corrientes Mantenidos para la Venta y Actividades Interrumpidas

El Grupo 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, el Grupo 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".

l) 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.

m) 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 el Grupo, 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 el Grupo 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.

m.1) Provisiones por Obligaciones Post Empleo y otras Similares

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

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

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

Para cada uno de los planes, si la diferencia entre el pasivo actuarial por los servicios pasados y los activos afectos al plan es positiva, esta diferencia se registra en el rubro "Provisiones por beneficios a los empleados" del pasivo del estado de situación financiera y si es negativa en el rubro "Otros activos financieros" del estado de situación financiera, siempre que dicha diferencia sea recuperable para el Grupo normalmente mediante deducción en las aportaciones futuras, teniendo en cuenta las limitaciones establecidas por la CINIIF 14 "NIC 19 Límite de un activo por prestaciones definidas, obligación de mantener un nivel mínimo de financiación y su iteración".

Las pérdidas y ganancias actuariales surgidas en la valoración, tanto de los pasivos como de los activos afectos a estos planes, incluido en límite establecido en la CINIIF 14, se registran directamente como componente de "Otro resultado integral".

Las contribuciones a planes de aportación definida se reconocen como gasto conforme los empleados prestan sus servicios.

n) 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 período, la conversión de los saldos a cobrar o a pagar en una moneda distinta de la funcional de cada sociedad, se realiza al tipo de cambio de cierre. Las diferencias de valoración producidas se registran como diferencias de cambio en el estado de resultados integrales.

El Grupo ha establecido una política de cobertura de la parte de los ingresos de sus filiales que están directamente vinculadas a la evolución del dólar norteamericano, mediante la obtención de financiación en esta última moneda. Las diferencias de cambio de esta deuda, al tratarse de operaciones de cobertura de flujos de caja, se 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.

o) 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, se podrían clasificar como pasivos a largo plazo.

p) Impuesto a las Ganancias

El gasto por impuesto a las ganancias del período, se determina como la suma del impuesto corriente de las distintas sociedades del Grupo y resulta de la aplicación del tipo de gravamen sobre la base imponible del período, 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 Enersis, han sido registradas directamente en Patrimonio (ganancias acumuladas). (ver nota 19c).

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 el Grupo pueda controlar la reversión de las mismas y es probable que no se reviertan en un futuro previsible.

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

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

En cada cierre contable se revisan los impuestos diferidos registrados, tanto activos como pasivos, 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.

q) 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 del Grupo durante el período, siempre que dicha entrada de beneficios provoque un incremento en el patrimonio total que no esté relacionado con las aportaciones de los propietarios de ese patrimonio y estos beneficios puedan ser valorados con fiabilidad. Los ingresos 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.

El Grupo excluye de la cifra de ingresos ordinarios aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos ordinarios los correspondientes a su propia actividad.

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

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

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

Los criterios de reconocimiento de ingresos y gastos mencionados son aplicados a todas las líneas de negocios del Grupo Enersis.

r) Ganancia (Pérdida) por Acción

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

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.

s) Dividendos

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

Considerando que lograr un acuerdo unánime, dado la atomizada composición accionaria del capital social de Enersis, 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.

t) Gastos de Emisión y Colocación de Acciones

Los gastos de emisión y colocación de acciones, en la medida que sean gastos incrementales directamente atribuibles a la transacción, se registran directamente en el patrimonio neto como una deducción de la cuenta "Primas de emisión", netos de los efectos fiscales que corresponda. En el caso que la cuenta primas de emisión no tenga saldo, o que los costos señalados excedan su monto, éstos se registran en "Otras reservas".

u) Estado de Flujos de Efectivo

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

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

Nota 4

Regulación Sectorial y Funcionamiento del Sistema Eléctrico

4.1 Marco Regulatorio:

Chile

El sector eléctrico se encuentra regulado por la Ley General de Servicios Eléctricos, contenida en el DFL Nº 1 de 1982, del Ministerio de Minería, cuyo texto refundido y coordinado fue fijado por el DFL N° 4 de 2006 del Ministerio de Economía ("Ley Eléctrica") y su correspondiente Reglamento, contenido en el D.S. Nº 327 de 1998. Tres entidades gubernamentales tienen la responsabilidad en la aplicación y cumplimiento de la Ley Eléctrica: la Comisión Nacional de Energía (CNE), que posee la autoridad para proponer las tarifas reguladas (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 (ver nota de pie de página N° 1), 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 (ver nota de pie de página N° 1), 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 lineamentos generales de política energética a llevar a cabo por el nuevo gobierno.

El 29 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 Nº 95/2013 que introdujo importantes cambios en el régimen de remuneración de los generadores y fijó nuevos precios para la potencia según el tipo de tecnología y la disponibilidad y estableció nuevos valores para la remuneración de costos variables no combustibles, además de contemplar una remuneración adicional por la energía generada.

En Mayo de 2013 las generadoras del Grupo (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 kW 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 de 2014, 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 distribuidores 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).

El 10 de Diciembre de 2014, fue firmado un addendum al contrato de concesión de las distribuidoras en Brasil (Ampla y Coelce), 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.

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 limites 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 (ver nota al pie de página N° 1)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.

4.2 Revisiones Tarifarias:

Aspectos Generales

En los cinco países en los que el Grupo opera, el precio de venta a clientes se basa en el precio de compra a generadores más un componente asociado al valor agregado de la actividad de distribución. Periódicamente, el regulador fija este valor a través de procesos de revisión de tarifas de distribución. De esta forma, la actividad de distribución es una actividad esencialmente regulada.

Chile

En Chile, el valor agregado de distribución (VAD) se establece cada cuatro años. Para ello, el organismo regulador, la Comisión Nacional de Energía (CNE), clasifica a las compañías de acuerdo a áreas típicas que agrupan a las empresas con costos de

distribución similares. El retorno sobre la inversión de una distribuidora depende de su desempeño en relación con los estándares de la empresa modelo definida por el regulador. El 2 de abril de 2013 se publicó en el Diario Oficial el Decreto tarifario N° 1T del Ministerio de Energía, cuya vigencia tiene efecto retroactivo desde el 4 de noviembre de 2012 y regirá hasta el 3 de noviembre de 2016. El siguiente proceso de fijación de tarifas corresponderá realizarlo el 2016, para el período noviembre de 2016-noviembre de 2020.

Con fecha 9 de abril de 2013 fue publicado, en el Diario Oficial, el Decreto N° 14 de subtranmisión que fija los peajes de este segmento para el período 2011-2014. Mediante los Decretos de Precio de Nudo Promedio dichos peajes son traspasados a los clientes finales, ya que son parte de los costos de las empresas distribuidoras.

Los decretos de Precio Nudo Promedio, que incluyen esos nuevos peajes de subtransmisión, fueron publicados entre los meses de octubre y diciembre de 2014. Durante los primeros meses del 2015, las empresas distribuidoras deben reliquidar a los clientes finales esos nuevos peajes, según instruyó la Superintendencia de Electricidad y Combustibles. Por otra parte, durante el año 2014 existieron retrasos en las publicaciones de los decretos de Precio de Nudo Corto Plazo (PNCP), razón por la cual no se efectuaron las indexaciones de los contratos de suministros en la fecha de entrada en vigencia de esos decretos, quedando provisionadas esas diferencias . Los montos estimados de la referida reliquidación se encuentra activado en el rubro "Deudores Comerciales" en lo que respecta a los derechos a cobro, y bajo el rubro "Acreedores comerciales y Otras cuentas por Pagar" sobre las obligaciones con las generadoras.

Argentina

En Argentina la primera revisión de tarifas de EDESUR prevista para el año 2001 fue suspendida por la autoridad por la crisis económico-financiera del país, lo que significó que las tarifas estuvieron congeladas a partir de ese año. La recomposición tarifaria para Edesur comenzó con la entrada en vigencia del Acta Acuerdo en 2007. En 2008 se efectuó hasta la fecha el último reajuste tarifario (efecto positivo en valor agregado de distribución, VAD) por inflación (aplicación del mecanismo de monitoreo de costos, MMC, previsto en el Acta de Acuerdo).

En noviembre de 2012 el ENRE aprobó la Resolución 347, que autorizó la inclusión en la factura de un cargo fijo, diferenciado entre distintas categorías de clientes, destinado a financiar inversiones y mantenimiento correctivo a través de un fideicomiso (FOCEDE). Asimismo, en julio de 2012, el ENRE designó un veedor en Edesur, designación que sigue vigente y que no supone la pérdida de control de la compañía.

En mayo de 2013 se publicó la Resolución SE N° 250/13 que autorizó la compensación de la deuda que Edesur registra por concepto de los ingresos derivados de la aplicación del Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (PUREE) hasta febrero de 2013, con el crédito a favor que surge del reconocimiento del MMC por los períodos semestrales comprendidos entre mayo de 2007 y febrero de 2013. Adicionalmente, la Resolución instruyó a CAMMESA a emitir a favor de Edesur las denominadas Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir, por los valores excedentes de la compensación mencionada, y autorizó a CAMMESA a recibir estas liquidaciones como parte de pago de las deudas de Edesur.

Posteriormente, la Resolución SE N° 250/13 fue complementada y extendida hasta septiembre del 2013, por la Nota SE N°6852/2013, lo que produjo un efecto positivo en los resultados financieros de la distribuidora. 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.

Brasil

Por su parte, en Brasil existen tres tipos de modificación tarifaria: (i) Revisiones periódicas, las cuales se realizan según lo establecido en los contratos de concesión (en Coelce cada 4 años y en Ampla cada 5 años) que corresponden a la revisión de tarifa normales (RTO) (ii) Reajustes anuales pues a diferencia de otros países, en Brasil la tarifa no se indexa automáticamente con la inflación, (IRT) y (iii) Revisiones extraordinarias (RTE), cuando se han producido eventos relevantes que pueden alterar el equilibrio económico financiero de las distribuidoras.

La última revisión tarifaria periódica de Coelce se realizó en 2012 para el período 2011-2015, y fue aplicada desde el 22 de abril de 2012, con cálculo retroactivo a abril de 2011; la siguiente revisión periódica de Coelce se realizará por parte de ANEEL en abril de 2015 y abarcará el período 2015-2019. Por otra parte, ANEEL culminó en abril de 2014 el proceso de revisión

periódica de tarifas de Ampla para el período 2014-2019, con efecto retroactivo al 15 de marzo de 2014. El último reajuste anual para Coelce fue realizado por ANEEL en abril de 2014.

En septiembre de 2012 el Gobierno aprobó la Medida Provisoria 579, uno de cuyos objetivos fue reducir algunos gravámenes y recargos especiales de la tarifa eléctrica que pagaba el cliente final, y que en adelante serán cubiertos con presupuesto estatal. En enero de 2013, la Medida Provisoria se convirtió en la Ley 12.783, la que dio origen a la realización de Revisiones Tarifarias Extraordinarias, con un promedio de reducción de -18% en todo el país. Para Ampla y Coelce esta reducción tarifaria tuvo efecto desde final de enero, hasta abril de 2013 (momento en el cual entraron en vigencia los reajustes anuales respectivos).

En junio de 2014 ANEEL presentó su propuesta para las metodologías que empleará en el 4° ciclo de revisiones tarifarias de las distribuidoras, las cuales están disponibles para comentarios de los agentes hasta el 1° de septiembre de 2014, y en una segunda ronda que empezó en Diciembre 2014 y va hasta Febrero 2015. Los temas más relevantes en discusión son: (i) 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 publicadas a tiempo.

En 2014, Brasil siguió con sequía. En noviembre el sistema alcanzó el máximo riesgo de racionamiento de energía. Los niveles promedios de los embalses atingirán un 1% debajo de lo último racionamiento. Sin embargo, el Gobierno afirma la existencia de no riesgo en el suministro.

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

ANEEL aprobó en noviembre de 2014 el registro de los activos y pasivos regulatorios en el balance de las empresas. Hasta el momento los costos de compra de energía de un año se reconocían un año después en el siguiente proceso tarifario y se acumulaban en una cuenta regulatoria (activo regulatorio) pero no se podían registrar contablemente debido a la ausencia de un reglamento específico.

Por otra parte, ANEEL aprobó en septiembre de 2014 la aplicación del sistema de banderas tarifarias. A partir de enero de 2015 se incluirá en la factura eléctrica un informativo de colores que indicarán al cliente la situación de los costos de generación del siguiente mes: i) verde: sin variación de la tarifa, ii) amarilla: incremento de 1,5 R$ por cada 100 kWh, y iii) roja: incremento de 3,0 R$ por cada 100 kWh. Con este mecanismo el costo de generación que actualmente es traspasado al cliente sólo una vez al año (cuando se realiza el reajuste tarifario anual), pasará a tener una variación mensual y con ello el cliente podrá gestionar mejor su consumo eléctrico. La recaudación adicional obtenida por las distribuidoras por la aplicación de las banderas tarifarias será considerada al momento del reajuste tarifario anual.

Colombia

La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es la entidad que decide y define el método por el que las redes de distribución son remunerados. Los cargos de distribución se revisan cada cinco años y se actualizan mensualmente de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP). Hoy en día, estos cargos incluyen el valor nuevo de reposición de todos los activos existentes en funcionamiento, el AOM, así como los activos no eléctricos utilizados en el negocio de distribución.

En Colombia, los cargos de distribución vigentes para Codensa fueron publicados por la CREG en octubre de 2009. Por su parte, los cargos de comercialización fueron establecidos en 1998.

La revisión de los cargos de distribución regulados inició en el año 2013 con la publicación de las bases de la metodología de remuneración propuestas por la CREG en la resolución 043 de 2013. Dichas bases fueron complementadas con el desarrollo de los Propósitos y Lineamientos para la Remuneración de la Actividad Distribución para el período 2015-2019 contenidos en la resolución CREG 079 de 2014. Esta resolución surge a raíz de las políticas definidas por el Ministerio de Minas y Energía que buscan asegurar la oportuna expansión y adecuación de los activos y en ese sentido incorporan incentivos a la reposición y un Plan de Inversiones de amplio alcance que permitirán incorporar tecnología, mejorar la calidad del servicio y controlar las pérdidas de energía.

Complementariamente, la Comisión de Regulación ha emitido las resoluciones CREG 083 de 2014 y 112 de 2014 donde se define la metodología para el cálculo de la tasa de remuneración regulada-WACC para las actividades de Distribución y Transmisión Eléctrica, así como para Distribución y Transporte de Gas Natural.

De acuerdo a la agenda regulatoria, se espera que se publique la resolución definitiva en el segundo trimestre de 2015.

En lo relacionado con el cargo de comercialización regulado, se espera que en el I semestre del año 2015 el regulador emita la metodología definitiva de cargos, cuya revisión ha estado en agenda durante los últimos años. Al respecto, desde Codensa se ha contribuido con los comentarios al borrador de metodología, enfocados principalmente al adecuado reconocimiento de los costos de la gestión y mantenimiento de las pérdidas de energía y a la adecuada valoración del riesgo de cartera que enfrenta Codensa como comercializador.

Con respecto a la fórmula tarifaria, la Comisión publicó la resolución CREG 135 de 2014. Esta resolución establece las bases sobre los cuales se efectuarán los estudios para determinar la fórmula del costo unitario de prestación del servicio para el siguiente período tarifario.

Perú

Al igual que en Chile, en Perú se realiza un proceso para la determinación de VAD cada 4 años, también utilizando la metodología de empresa modelo según área típica. En octubre de 2013 el OSINERGMIN publicó la Resolución 203/2013 que fija las tarifas de distribución de Edelnor para el período noviembre 2013 a octubre 2017.

Nota 5

Combinación de Negocios – Adquisición de Gasatacama

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% de propiedad de 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	(16.070.521)
Total precio pagado	**157.958.101**

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 resumen los montos reconocidos para los activos adquiridos y los pasivos asumidos en la fecha de adquisición:

Activos netos adquiridos identificables	Valor razonable M$
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**

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 estos están disponibles.

ii.- enfoque del costo, o costo de reposición depreciado, el cual refleja los ajustes relacionados con el deterioro físico así como también la obsolescencia funcional y económica.

iii.- enfoque de ingresos, el cual mediante técnicas de valoración que convierten montos futuros (por ejemplo, flujos de efectivo o ingresos y gastos) en un monto presente único (es decir, descontado). La medición del valor razonable se determina sobre la base del valor indicado por las expectativas de mercado presentes sobre esos montos futuros.

Conciliación de valores

Los valores razonables 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**

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) Remedición de Participación Pre-Existente y Diferencias de Cambio por Conversión

La remedición 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/Enersis hasta la fecha de toma de control, fueron reclasificadas al resultado del período, 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 32).

Nota 6
Aumento de Capital

Durante el primer trimestre de 2013, se perfeccionó el proceso de aumento de capital de Enersis aprobado en Junta Extraordinaria de Accionistas celebrada con fecha 20 de diciembre de 2012, con una suscripción del 100% de acciones a colocar (ver nota 26.1.1).

El citado aumento de capital alcanzó la suma de M$ 2.845.858.393. Un 60,62% de las acciones fueron suscritas por Endesa, S.A. y pagadas a través del aporte de sus inversiones en Latinoamérica valoradoras en M$ 1.724.400.000. El resto de acciones fueron suscritas y pagadas por participaciones no controladoras de Enersis, a través de aportaciones en efectivo, por un monto de M$ 1.121.458.393, que incluyen una prima de emisión por M$ 1.460.503.

El aporte de Endesa, S.A. fue realizado mediante la transferencia de la totalidad de sus derechos sociales en la sociedad Cono Sur Participaciones, S.L., permitiendo de esta forma la incorporación en Enersis de todos sus activos y pasivos, los cuales reunían participaciones societarias en sociedades de Chile, Argentina, Brasil, Colombia y Perú.

El detalle de las participaciones aportadas por Endesa, S.A. se resume como sigue:

i) Aporte en Sociedades que Enersis Controlaba antes de la Operación:

Sociedad	Porcentaje aportado
Empresa Distribuidora S.A.	6,23%
Enel Brasil S.A.	28,48%
Ampla Energía y Servicos S.A:	7,70%
Ampla Investimentos y Servicos S.A.	7,70%
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	4,38%
Emgesa S.A. E.S.P.	21,60%
Codensa S.A. E.S.P.	26,66%
Inversiones Distrilima S.A.	34,83%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un cargo a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis por M$ 947.982.284, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

Adicionalmente, se ha efectuado la correspondiente redistribución de los componentes de otros resultados integrales. En este sentido se ha registrado un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M$ 41.885.724. Mediante esta redistribución, que se ha determinado a prorrata de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., se ha atribuido a los accionistas de Enersis la proporción que les corresponde de las Reservas de cambio por conversión que hasta antes de la operación se atribuían a participaciones no controladoras.

ii) Aporte en Sociedades que Enersis no Controlaba, o sobre las que no Tenía Participación Antes de la Operación:

Sociedad	Porcentaje aportado (directa e indirectamente)
Eléctrica Cabo Blanco S.A.C.	100,00%
Endesa Cemsa S.A.	55.00%
Generalima S.A.C.	100.00%
Empresa Eléctrica de Piura S.A.	96,50%
Inversora Dock Sud S.A.	57,14%
Central Dock Sud S.A.	39,99%
Yacylec S.A.	22,22%

El registro contable de estos aportes se realizó de acuerdo al criterio contable establecido en la nota 2.6.6 y originó un abono a Otras reservas varias en el Patrimonio neto de Enersis por M$ 92.011.899, monto que corresponde a la diferencia entre los valores económicos y contables de las participaciones efectuadas por Endesa, S.A. a la fecha de transacción.

A continuación se presenta un resumen de los efectos que el Aumento de Capital originó en el Estado de Situación Financiera Consolidado de Enersis, en la fecha en que se concretó la operación:

	Aporte en Efectivo M$	Aporte en sociedades controladas previamente M$	Aporte en sociedades no controladas previamente, o sobre la que no se poseía participación M$	Total efectos al 31 de Marzo de 2013 M$
ACTIVOS				
Activos corrientes	1.121.458.393	-	189.506.588	1.310.964.981
Activos no corrientes	-	-	161.105.666	161.105.666
TOTAL ACTIVOS	**1.121.458.393**	**-**	**350.612.254**	**1.472.070.647**
PASIVOS				
Pasivos corrientes	-	-	180.637.894	180.637.894
Pasivos no corrientes	-	-	54.241.781	54.241.781
TOTAL PASIVOS	**-**	**-**	**234.879.675**	**234.879.675**
PATRIMONIO				
Aumento de Capital	1.119.997.890	1.692.613.860	31.786.140	2.844.397.890
Primas de emisión aumento de Capital (otras Reservas)	1.460.503	-	-	1.460.503
Otras revervas varias	-	(989.868.008)	92.011.899	(897.856.109)
Diferencias de cambio por conversión	-	41.885.724	-	41.885.724
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.121.458.393	744.631.576	123.798.039	1.989.888.008
Participaciones no controladoras	-	(744.631.576)	(8.065.460)	(752.697.036)
PATRIMONIO TOTAL	1.121.458.393	-	115.732.579	1.237.190.972
TOTAL DE PATRIMONIO Y PASIVOS	**1.121.458.393**	**-**	**350.612.254**	**1.472.070.647**

Respecto a los gastos de emisión y colocación acciones, éstos ascendieron al 31 de diciembre de 2013 a M$ 23.592.387 y, de acuerdo a lo indicado en nota 3.t), se registraron en Otras reservas varias. (Ver Nota 26.5.c.2)).

El monto de la ganancia neta atribuible a los accionistas de Enersis, por la participación adquirida, ascendió a M$126.280.714 durante el ejercicio 2013.

Nota 7
Efectivo y Equivalentes al Efectivo

a) La composición del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al	
Efectivo y Equivalentes al Efectivo	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Efectivo en caja	1.264.361	634.742
Saldos en bancos	283.305.826	237.282.963
Depósitos a corto plazo	922.909.741	1.057.505.464
Otros instrumentos de renta fija	497.265.563	310.964.400
Total	**1.704.745.491**	**1.606.387.569**

Los depósitos a corto plazo vencen en un plazo inferior a tres meses desde su fecha de adquisición y devengan el interés de mercado para este tipo de inversiones de corto plazo. Los otros instrumentos de renta fija corresponden fundamentalmente a operaciones de pactos de compra con retroventa con vencimiento inferior a 90 días, desde la fecha de inversión.

b) El detalle por tipo de moneda del saldo anterior es el siguiente:

Moneda	31/12/14 M$	31/12/13 M$
$ Chilenos	687.912.363	673.499.514
$ Argentinos	29.065.256	22.648.396
$ Colombianos	357.337.537	344.234.511
Real Brasileño	197.723.752	249.642.972
Nuevo Sol Peruano	105.282.911	68.050.020
US$ Estadounidenses	327.423.672	248.312.156
Total	**1.704.745.491**	**1.606.387.569**

c) A continuación se muestran los montos pagados para obtener el control de subsidiarias, al 31 de diciembre de 2014 y 2013.

Adquisiciones de subsidiarias	31/12/14 M$	31/12/13 M$
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:

	Saldo al	
	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado situación financiera)	1.704.745.491	1.606.387.569
Efectivo y Equivalentes al Efectivo atribuido a activos mantenidos para la venta (*)	29.702	-
Efectivo y equivalentes al efectivo (estado de flujo de efectivo)	1.704.775.193	1.606.387.569

(*) Ver nota 13.

e) A continuación se muestran los montos recibidos por la venta de participación de subsidiarias:

Pérdida de control en subsidiarias	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Importe recibido por la venta de subsidiarias (*)	57.173.142	-
Importes de efectivo y equivalentes al efectivo	(16.311.571)	-
Total neto	**40.861.571**	**-**

(*) Ver nota 2.4.1. y nota 32.

Nota 8
Otros Activos Financieros

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al			
	Corrientes		No corrientes	
Otros activos financieros	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez	-	-	3.944.058	4.129.036
Inversiones financieras disponibles para la venta - sociedades que cotizan	-	-	362.169	29.195
Activos financieros disponibles para la venta CINIIF 12 (*)(**)	-	-	492.923.605	448.107.319
Activos mantenidos hasta el vencimiento (*)	38.301.763	588.490.652	26.340.396	34.867.362
Instrumentos derivados de cobertura (*)	1.414.588	25.142.725	7.229.290	4.403.506
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado (*)	52.677.337	163.288.698	-	-
Instrumentos derivados de no cobertura (*)	7.061.715	4.107.362	22.002	-
Total	**99.455.403**	**781.029.437**	**530.821.520**	**491.536.418**

(*) ver nota 22.1.a

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

(**) Con fecha 11 de septiembre de 2012, el Gobierno de Brasil emitió la Ley provisional N° 579. Esta Ley provisional, que pasó a ser definitiva el 13 de enero de 2013, afecta directamente a las compañias concesionarias de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, incluyendo entre otras a Ampla y Coelce. Esta nueva legislación establece, entre otros aspectos, que el Gobierno, en su calidad de concedente, utilizará el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) para efectuar el pago que le corresponde a las empresas concesionarias, como concepto de indemnización, por aquellos activos que no hayan sido amortizados al final del período de concesión. Mensualmente las distribuidoras ajustan los importes en libros del activo financiero, computado el valor presente de los flujos de efectivo estimados, utilizando la tasa de interés efectiva al pago que le corresponde al fin de la concesión.

Este nuevo antecedente originó una modificación en la forma en que se venían valorizando y clasificando los montos que las filiales prevén recuperar, como concepto de indemnización, cuando el período de concesión finalice. Anteriormente, siguiendo un enfoque basado en el costo histórico de las inversiones, estos derechos se registraban como una cuenta por cobrar, pasando ahora a valorizarse en función de VNR y clasificándose estos derechos como activos financieros disponibles para la venta (ver notas 3.g).

Nota 9

Cuentas Comerciales por Cobrar 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	
Cuentas Comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Bruto	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, bruto	**1.844.027.889**	**291.641.675**	**1.286.605.376**	**223.045.673**
Cuentas comerciales por cobrar, bruto	1.275.999.654	202.932.480	1.002.252.700	181.381.483
Otras cuentas por cobrar, bruto (1)	568.028.235	88.709.195	284.352.676	41.664.190

	Saldo al			
	31/12/14		31/12/13	
Cuentas comerciales por cobrar y Otras Cuentas por Cobrar, Neto	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	**1.681.686.903**	**291.641.675**	**1.129.737.108**	**223.045.673**
Cuentas comerciales por cobrar, neto	1.120.897.826	202.932.480	855.106.689	181.381.483
Otras cuentas por cobrar, neto (1)	560.789.077	88.709.195	274.630.419	41.664.190

(1) Incluye principalmente cuentas por cobrar al personal por M$ 31.042.105 (M$ 34.740.084 al 31 diciembre de 2013); Resolución 250/13 (aplicable en Argentina) ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) por M$ 253.484.218 (M$ 138.901.549 al 31 de diciembre de 2013); Impuestos por recuperar (IVA) por M$ 157.439.993 (M$ 84.473.227 al 31 de diciembre de 2013); Cuentas por cobrar de nuestras filiales brasileñas Ampla y Coelce como consecuencia de la firma del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como indemnizables los activos pendientes de recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por M$ 150.387.462 (M$ al 31 de diciembre de 2013).

No existen restricciones a la disposición de este tipo de cuentas por cobrar de monto significativo.

El grupo no tiene clientes con los cuales registre ventas que representen el 10% o más de sus ingresos ordinarios por el ejercicio terminado 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 10.1.

b) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el análisis de cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas, pero no deterioradas es el siguiente:

	Saldo al	
Cuentas comerciales por ventas vencidas y no pagadas pero no deterioradas	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Con antiguedad menor de tres meses	152.844.247	103.911.764
Con antiguedad entre tres y seis meses	14.297.179	30.627.469
Con antiguedad entre seis y doce meses	63.606.398	32.832.828
Con antiguedad mayor a doce meses	51.972.887	56.032.427
Total	**282.720.711**	**223.404.488**

c) Los movimientos en la provisión de deterioro de cuentas comerciales fueron las siguientes:

Cuentas Comerciales por ventas vencidas y no pagadas con deterioro	Corriente y no corriente M$
Saldo al 1 de enero de 2013	**157.841.770**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	33.554.637
Montos castigados	(18.827.998)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	(15.700.141)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	**156.868.268**
Aumentos (disminuciones) del ejercicio (*)	22.848.140
Montos castigados	(19.013.041)
Diferencias de conversión de moneda extranjera	1.637.619
Saldo al 31 de diciembre de 2014	**162.340.986**

(*) Ver nota 30 Pérdidas por deterioro de activos financieros.

Castigos de deudores incobrables

El castigo de deudores morosos se realiza una vez que se han agotado todas las gestiones de cobranza, las gestiones judiciales y la demostración de la insolvencia de los deudores. En el caso de nuestro negocio de Generación, para los pocos casos que ocurren en cada país, el proceso conlleva normalmente, por lo menos, un año de gestiones. En nuestro negocio de Distribución, considerando las casuísticas propias de cada país, el proceso supone al menos 6 meses en Argentina y Brasil, 12 meses en Colombia y Perú y 24 meses en Chile. Con todo, el riesgo de incobrabilidad, y por lo tanto el castigo de nuestros clientes, es limitado. (ver notas 3.e y 21.5).

d) Información adicional:

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

Nota 10
Saldos y Transacciones con Partes Relacionadas

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

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

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

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

10.1 Saldos y Transacciones con Entidades Relacionadas

Los saldos de cuentas por cobrar y pagar entre la sociedad y sus entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

a) Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	CH$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común	$ Col
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	US$
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	Real
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH$
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	$ Arg
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH$
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	$ Arg
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH$
Extranjera	Endesa Energía S.A.	Chile	Matriz Común	$ Col
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios Comerciales	España	Matriz Común	$ Col
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	$ Arg
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	CH$
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH$
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada	CH$
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	US$
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto	US$
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH$
Extranjera	Enel Trade S.p.A.	Italia	Matriz Común	CH$
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común	CH$
		Total		

(1) Ver notas 2.4.1, 5 y 14.

Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al Corrientes 31/12/14 M$	Saldo al Corrientes 31/12/13 M$	Saldo al No corrientes 31/12/14 M$	Saldo al No corrientes 31/12/13 M$
Otros servicios	Menos de 90 días	-	51.722	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	16.773	-	-
Reembolso gastos	Menos de 90 días	-	26.165	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	-	82.273	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	108.438	-	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	15.713	-	-	-
Otros servicios	Más de 90 días	61.852	4.229	-	-
Otros servicios	Más de 90 días	-	9.056	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	273.705	66.697	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	64	11.949	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	26.514	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	78.172	104.391	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	47.811	600.854	486.605	-
Otros servicios	Menos de 90 días	846.807	799.470	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	1.477.177	1.375.492	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	649.986	366.882	-	-
Anticipo Compra de Gas	Menos de 90 días	11.845.926	11.382.879	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	1.644.650	1.717.013	-	-
Préstamos	Menos de 90 días	549.359	445.022	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	544.015	-	-
Préstamos	Menos de 90 días	-	14.839.233	-	-
Venta de Energía	Menos de 90 días	513.804	1.184.715	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	130.431	87.817	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	36.067	-	-	-
Derivados de commodities	Menos de 90 días	99.662	129.780	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	10.299	25.908	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	3.256	-	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	21.647	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	-	147.239	-	-
		18.441.340	**34.019.574**	**486.605**	**-**

b) Cuentas por Pagar a Entidades Relacionadas

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación	Moneda
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	$ Arg
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Relac. Matriz	CH$
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A. (1)	España	Relac. Matriz	US$
96.524.140-K	Empresa Electrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común	CH$
96.880.800-1	Empresa Electrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común	CH$
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada	$ Arg
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada	CH$
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada	US$
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común	CH$
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	CH$
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	$ Col
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	CH$
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	Euros
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	Real
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	Soles
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	$ Arg
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común	US$
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	CH$
Extranjera	Enel Distribuzione	Italia	Matriz Ultima	$ Col
Extranjera	Enel Produzione	Italia	Matriz Común	CH$
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	CH$
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	$ Col
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común	Real
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (2)	Chile	Negocio Conjunto	US$
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto	CH$
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto	$ Col
Extranjera	Enel Green Power España SL	España	Matriz Común	CH$
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH$
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz	CH$
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común	CH$
0-E	Parque Eolico Cristal	Brasil	Matriz Común	CH$
		Total		

(1) Corresponde a financiamiento otorgado a Central Dock Sud S.A., para construcción de la planta de la central y refinanciación de pasivos. El préstamo está ex
(2) Ver notas 2.4.1, 5 y 14.

Descripción de la transacción	Plazo de la transacción	Saldo al Corrientes 31/12/14 M$	Saldo al Corrientes 31/12/13 M$	Saldo al No corrientes 31/12/14 M$	Saldo al No corrientes 31/12/13 M$
Dividendos	Menos de 90 días	77.779	87.398	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	73.806.006	79.654.628	-	-
Prestamos	Más de 90 días	-	53.724.599	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	1.708.804	684.882	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	-	2.865	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	163.661	126.059	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	335.962	200.821	-	-
Compra de Gas	Menos de 90 días	19.808.375	13.864.085	-	-
Compra combustible	Menos de 90 días	2.881.032	4.947.081	-	-
Derivados de commodities	Menos de 90 días	1.102.253	-	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	37.165.229	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	25.746	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	296.242	240.708	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	305.654	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	41.136	388.848	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	9.900	185.424	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	68.371	39.108	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	767.673	414.435	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	73.730	65.500	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	415.824	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	99.837	80.928	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	2.024.190	2.680.995	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	243.076	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	553.346	-	-	-
Compra de Gas	Menos de 90 días	-	4.846.992	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	157.762	221.663	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	1.029.940	1.093.053	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	23.982	-	-	-
Otros servicios	Menos de 90 días	129.492	98	-	-
Dividendos	Menos de 90 días	-	40.106.179	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	-	400.585	-	-
Compra de Energía	Menos de 90 días	365.620	355.336	-	-
		143.680.622	**204.412.270**	**-**	**-**

xpresado en dólares estadounidenses, devengan intereses a una tasa de Libor + 2,0% anual y con vencimiento a septiembre de 2014.

c) Transacciones más Significativas y sus Efectos en Resultados:

El detalle de las transacciones con entidades relacionadas no consolidables son los siguientes:

R.U.T.	Sociedad	País de origen	Naturaleza de la relación
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común
Extranjera	E E Piura (1)	Perú	Matriz Común
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Energía S.A.	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz
Extranjera	Endesa Latinoamérica S.A	España	Matriz
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Generación	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Trading	España	Matriz Común
Extranjera	Generalima S.A. (1)	Perú	Matriz Común
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada
76.418.940-k	GNL Chile S.A.	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quinteros S.A.	Chile	Asociada
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Chile	Asociada
96.976.600-0	Gestión Social S.A.	Chile	Relac. con Director
78.488.290-k	Tironi y Asociados S.A.	Chile	Relac. con Director
Extranjera	SACME	Argentina	Asociada
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común
96.880.800-1	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común
96.880.800-2	Empresa Eléctrica Puyehue S.A.	Chile	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común
96.524.140-K	Empresa Eléctrica Panguipulli S.A.	Chile	Matriz Común
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Ultima
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común
Extranjera	Enel Iberoamérica srl	España	Matriz Común
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Chile	Asociada
Extranjera	Carboex S.A.	España	Matriz Común
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (1)	Argentina	Asociada
Extranjera	Endesa Operaciones y Servicios	España	Matriz Común
Extranjera	PH Chucas Costa Rica	Costa Rica	Matriz Común
Extranjera	Endesa Distribución Eléctrica	España	Matriz Común
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común
Extranjera	Enel Ingegneria e Innovazione	Italia	Matriz Común
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
Extranjera	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Colombia	Negocio Conjunto
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Negocio Conjunto
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Chile	Negocio Conjunto
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Chile	Negocio Conjunto
Extranjera	Endesa España	España	Relac. Matriz
Extranjera	Enel Trade S.p.A	Italia	Matriz Común
Extranjera	Compañía Energetica Veracruz S.A.C.	Perú	Matriz Común
76.126.507-5	Parque Eolico Talinay Oriente SA	Chile	Matriz Común

Los traspasos de fondos de corto plazo entre empresas relacionadas, se estructuran bajo la modalidad de cuenta corriente, estableciéndose para el saldo mensu
días, renovables automáticamente por ejercicios iguales y se amortizan en función de la generación de flujos.

(1) Ver notas 2.4.1, 5, 6 y 14.

Descripción de la transacción	31/12/14 Totales M$"	30/12/13 Totales M$"	31/12/12 Totales M$"
Otros ingresos de explotación	-	-	233.512
Compras de Energía	-	-	(5.725.765)
Otras prestaciones de servicios	-	-	47.905
Venta de Energía	-	-	267.642
Venta de Gas	-	21.397.171	-
Otros ingresos de explotación	55.980	99.654	50.410
Intereses deuda financiera	-	(1.654.945)	(15.119)
Otros gastos fijos de explotación	(35.921)	(314.422)	-
Consumo de Combustible	(30.318.202)	(47.540.061)	(41.522.504)
Otros ingresos de explotación	17.157	-	-
Derivados de commodities	(2.521.138)	-	-
Consumo de Combustible	-	-	(705.859)
Otras prestaciones de servicios	-	-	23.890
Consumo de Gas	(114.115.041)	(60.095.868)	(168.238.842)
Transporte de Gas	(39.638.398)	(34.796.720)	(34.209.731)
Otras prestaciones de servicios	56.042	769.402	220.493
Otros Ingresos financieros	58.169	40.124	21.995
Venta de Energía	2.671.120	2.808.698	638.187
Peajes de Electricidad	47.263	-	-
Otras prestaciones de servicios	956.854	835.543	661.296
Otras prestaciones de servicios	-	-	49.133
Otras prestaciones de servicios	-	-	2.475
Servicios externalizados	(1.407.349)	(1.317.402)	(1.166.157)
Compras de Energía	(3.805)	(109.699)	(789.477)
Peajes de Electricidad	(12.399)	-	-
Venta de Energía	34.253	227.765	133.735
Compras de Energía	(10.113.496)	(6.118.816)	(1.988.042)
Peajes de Electricidad	(260.495)	-	-
Otras prestaciones de servicios	197.812	-	-
Venta de Energía	942.615	356.056	99.120
Otros gastos fijos de explotación	-	-	(97.053)
Otros gastos fijos de explotación	(2.860.930)	(2.010.628)	(649.266)
Otros ingresos de explotación	-	-	16.222
Peajes de Gas	(3.409.581)	(2.734.877)	(2.175.039)
Consumo de Combustible	(434.289)	(428.555)	(697.653)
Consumo de Combustible	-	-	(5.042.960)
Compras de Energía	-	-	(3.474.994)
Peajes de Electricidad	-	-	(6.577)
Otras prestaciones de servicios	-	-	3.474.747
Otros gastos fijos de explotación	-	-	(801.990)
Otros ingresos de explotación	163.226	134.775	77.019
Otras prestaciones de servicios	-	236.173	481.177
Otros gastos fijos de explotación	-	-	(6.133)
Otras prestaciones de servicios	33.970	32.569	30.536
Otros gastos fijos de explotación	(708.903)	(1.196.294)	-
Venta de Energía	3.250.149	9.146.049	8.171.445
Otros ingresos de explotación	-	186.496	103.029
Otras prestaciones de servicios	3.142.758	2.624.191	2.566.080
Otros Ingresos financieros	-	868.710	524.140
Peajes de Electricidad	(1.731.368)	(1.367.029)	(842.947)
Otros Ingresos financieros	23.891	46.444	-
Otras prestaciones de servicios	-	10.281	-
Compras de Energía	(3.322.616)	(9.295.172)	(6.589.964)
Transporte de Gas	(7.764.442)	(20.937.075)	(20.131.152)
Venta de Energía	1.858.318	95.845	64.914
Otros Ingresos financieros	229.609	489.864	765.504
Otros gastos fijos de explotación	(5.487)	(219.671)	(417.892)
Peajes de Electricidad	(1.378.743)	(1.243.417)	(1.219.958)
Otros ingresos de explotación	57.623	-	-
Otros ingresos de explotación	3.222	-	-
Otras prestaciones de servicios	3.022	-	-
Compra de Energía	(5.141.912)	(1.148.277)	-
Total	**(211.381.462)**	**(152.123.118)**	**(277.790.468)**

al 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

10.2 Directorio y Personal Clave de la Gerencia

Enersis es administrada por un Directorio compuesto por siete miembros, los cuales permanecen por un período de tres años en sus funciones, pudiendo ser reelegidos.

El Directorio vigente al 31 de diciembre de 2014 fue elegido, en primera instancia, en la Junta General Ordinaria de Accionistas de fecha 16 de abril de 2013. En sesión de Directorio celebrada el 4 de noviembre de 2014, fue designado el actual Presidente del Directorio y se realizó el nombramiento de nuevos directores, en reemplazo de aquellos que presentaron su renuncia durante el periodo. El Vicepresidente y Secretario del Directorio fueron designados en sesión de Directorio de abril 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 otras transacciones distinta de la remuneración entre la sociedad y sus Directores y Gerencia del Grupo.

b) Retribución del Directorio

En conformidad a lo establecido en el artículo 33 de la Ley N° 18.046 de Sociedades Anónimas, la remuneración del Directorio es fijada anualmente en la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis S.A.

El beneficio consiste en pagar al Directorio una remuneración variable anual equivalente al uno por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Directorio. Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 101 Unidades de Fomento en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 66 Unidades de Fomento en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada. De conformidad con lo dispuesto en los estatutos sociales la remuneración del Presidente del Directorio será el doble de la que corresponde a un Director, en tanto que la del Vicepresidente del Directorio será un 50% más de la que le corresponda a un Director.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La liquidación de la remuneración variable se pagará, si resulta procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014.

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

Los ejecutivos de Enersis S.A. y/o de sus filiales o coligadas, nacionales o extranjeras, no percibirán para sí remuneraciones o dietas en el evento de desempeñarse como directores en cualquiera de las sociedades filiales, coligadas, o participadas en alguna forma, nacionales o extranjeras de Enersis S.A.. Con todo, tales remuneraciones o dietas podrán ser percibidas para sí por los ejecutivos en la medida que ello sea autorizado, previa y expresamente, como un anticipo de la parte variable de su remuneración por las respectivas sociedades con las cuales se hallan vinculadas por un contrato de trabajo.

Comité de Directores:

Se pagará al Comité de Directores una remuneración variable anual equivalente al 0,11765 por mil de las utilidades líquidas (ganancias atribuibles a los propietarios de la controladora) provenientes del ejercicio en curso. Se otorgará, asimismo, una remuneración mensual, parte a todo evento y parte eventual, a cada miembro del Comité de Directores.

Dicha remuneración se descompone de la siguiente manera:

- 38,00 UF en carácter de retribución fija mensual a todo evento, y
- 18,00 UF en carácter de dieta por asistencia a sesión.

Dicha remuneración mensual, en lo que haya correspondido pagar, se tratará como un anticipo a cuenta de la retribución variable anual antes mencionada.

A la remuneración variable anual, deberán descontarse las cantidades percibidas por concepto de anticipos, sin reembolso si la remuneración variable fuere inferior al monto total de los anticipos. La remuneración variable se pagará, de ser procedente, una vez que la Junta Ordinaria de Accionistas, apruebe la Memoria, Balance y los Estados Financieros e informes de los Auditores Externos e Inspectores de Cuentas correspondientes al ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2014.

A continuación se detallan las retribuciones del directorio de Enersis correspondientes al ejercicio 2014, 2013 y 2012:

			31/12/14			
RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño M$	Directorio de Enersis M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés (2)	Presidente	enero - octubre 2014	98.698	-	-
6.243.657-3	Jorge Rosenblut Ratinoff (2)	Presidente	noviembre - diciembre 2014	25.414	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	enero - diciembre 2014	86.425	-	-
7.052.890-8	Carolina Schmidt Zaldivar (3)	Director	noviembre - diciembre 2014	13.038	-	3.192
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría (3)	Director	enero - octubre 2014	47.758	-	14.236
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2014	60.779	-	18.731
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2014	62.387	-	18.731
Extranjero	Andrea Brentan (1)	Director	enero - diciembre 2014	19.738	-	-
	TOTAL			**414.237**	**-**	**54.890**

			31/12/13			
RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño M$	Directorio de Enersis M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2013	110.323	-	-
Extranjero	Borja Prado Eulate	Vicepresidente	abril - septiembre 2013	52.523	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Director	enero - diciembre 2013	18.639	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2013	50.598	-	15.859
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2013	55.162	-	16.691
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2013	53.638	-	16.276
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - abril 2013	20.146	-	-
	TOTAL			**361.029**	**-**	**48.826**

			31/12/12			
RUT	Nombre	Cargo	Periodo de desempeño M$	Directorio de Enersis M$	Directorio de Filiales M$	Comité de Directores M$
5.710.967-K	Pablo Yrarrázaval Valdés	Presidente	enero - diciembre 2012	120.654	-	-
48.070.966-7	Rafael Miranda Robredo	Vicepresidente	enero - diciembre 2012	60.327	-	-
5.719.922-9	Leonidas Vial Echeverría	Director	enero - diciembre 2012	60.734	-	18.479
6.429.250-1	Rafael Fernández Morandé	Director	enero - diciembre 2012	61.141	-	18.886
4.132.185-7	Hernán Somerville Senn	Director	enero - diciembre 2012	61.141	-	18.886
5.715.860-3	Eugenio Tironi Barrios	Director	enero - diciembre 2012	60.327	-	-
	TOTAL			**424.324**	**-**	**56.251**

(1) El Sr. Andrea Bentran renunció a sus honorarios y dietas que les corresponden como miembros del Directorio de la compañía hasta septiembre de 2014.
(2) El Sr. Jorge Rosenblut asumió como Presidente el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Pablo Yrarrázaval, quien prestó sus servicios hasta el día 28 de octubre de 2014.
(3) La Sra. Carolina Schmidt asumió como Director el 4 de noviembre de 2014 en reemplazo de Leonidas Vial, quien prestó sus servicios hasta el día 30 de octubre de 2014.

c) Garantías Constituidas por la Sociedad a Favor de los Directores

No existen garantías constituidas a favor de los Directores.

10.3 Retribución del Personal Clave de la Gerencia

a) Remuneraciones Recibidas por el Personal Clave de la Gerencia

	Personal clave de la gerencia	
Rut	Nombre	Cargo
Extranjero	Luigi Ferraris (2)	Gerente General
7.750.368-4	Daniel Fernandez Koprich (3)	Subgerente General
24.852.381-6	Francisco Galán Allue (6)	Gerente Administración, Finanzas y Control
Extranjero	Marco Fadda (1)	Gerente de Planificación y Control
Extranjero	Alain Rosolino	Gerente de Auditoría
24.852.388-3	Francesco Giogianni (7)	Gerente de Relaciones Institucionales
15.307.846-7	José Miranda Montecinos (4)	Gerente de Comunicación
10.664.744-5	Paola Visintini Vaccarezza (5)	Gerente de Recursos Humanos y Organización
7.706.387-0	Eduardo López Miller	Gerente de Aprovisionamiento
6.973.465-0	Domingo Valdés Prieto	Fiscal y Secretario del Directorio

(1) El Sr. Marco Fadda asumió el 1° de abril de 2013 como Gerente de Planificación y Control en reemplazo del Sr. Ramiro Alfonsin Balza, quien fue designado en la misma fecha como Subgerente General en nuestra filial Empresa Nacional de Electricidad S.A.
(2) El Sr. Luigi Ferraris asumió el 12 de noviembre de 2014 como Gerente General en reemplazo del Sr. Ignacio Antoñanzas, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 12 de noviembre de 2014 (ver nota 41).
(3) El Sr. Daniel Fernandez Koprich asumió el 12 de noviembre de 2014 como Subgerente General en reemplazo del Sr. Massimo Tambosco.
(4) El Sr. José Miranda Montecinos asumió el 1 de diciembre de 2014 como Gerente de Comunicaciones en reemplazo del Sr. Daniel Horacio Martini, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 1 de diciembre de 2014.
(5) La Sra. Paola Visintini Vaccarezza asumió el 12 de diciembre de 2014 como Gerente de Recursos Humanos y Organización en reemplazo del Sr. Carlos Niño, quien presentó su renuncia voluntaria a Enersis, prestando sus servicios hasta el día 25 de noviembre de 2014.
(6) El Sr. Francisco Galán Allue asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Administración, Finanzas y Control en reemplazo del Sr. Eduardo Escaffi.
(7) El Sr. Francesco Giogianni asumió el 15 de diciembre de 2014 como Gerente de Relaciones Institucionales.

Las Remuneraciones recibidas por el personal clave de la gerencia son las siguientes:

	Saldo al		
	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Remuneración	3.028.193	2.522.068	2.615.660
Beneficios a corto plazo para los empleados	830.052	514.139	996.474
Otros beneficios a largo plazo	562.074	612.627	724.297
Total	4.420.319	3.648.834	4.336.431

Planes de incentivo al personal clave de la gerencia

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

b) Garantías Constituidas por la Sociedad a Favor del Personal Clave de la Gerencia

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

10.4 Planes de Retribución Vinculados a la Cotización de la Acción

No existen planes de retribuciones vinculados a la cotización de la acción de Enersis para el Directorio y personal clave de la gerencia.

Nota 11
Inventarios

La composición de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al	
Clases de Inventarios	31/12/2014 M$	31/12/2013 M$
Mercaderías	1.270.326	621.173
Suministros para la producción	43.547.980	34.121.697
Gas	1.407.285	-
Petróleo	20.642.086	20.624.675
Carbón	21.498.609	13.497.022
Otros inventarios (*)	88.701.848	43.039.885
Total	**133.520.154**	**77.782.755**

Detalle de otros inventarios		
(*) Otros inventarios	88.701.848	43.039.885
Inventarios para proyectos y repuestos	71.641.346	24.653.921
Materiales eléctricos	17.060.502	18.385.964

No existen Inventarios Pignorados como Garantía de Cumplimiento de Deudas.

Al 31 de diciembre de 2014 las materias primas e insumos reconocidos como costo de combustible ascienden a M$ 511.014.654 (M$ 386.116.195 y M$ 763.791.553 al 31 de diciembre de 2013 y 2012, respectivamente). Ver nota 28.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013 no se ha reconocido deterioro en los inventarios.

Nota 12
Activos y Pasivos por Impuestos

La composición de las cuentas por cobrar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al	
Activos por impuestos	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Pagos provisionales mensuales	59.831.897	64.763.908
Crédito por utilidades absorbidas	20.104.186	31.697.734
Créditos por gastos de capacitación	301.800	302.998
Créditos por dividendos recibidos del extranjero (Tax credit)	28.047.776	28.896.906
Otros	2.286.863	-
Total	**110.572.522**	**125.661.546**

La composición de las cuentas por pagar por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es la siguiente:

	Saldo al	
Pasivos por Impuestos	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Impuesto a la renta	115.472.313	159.737.063
Total	**115.472.313**	**159.737.063**

Nota 13

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 el mes de enero de 2015.

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 31/12/2014
ACTIVOS	
ACTIVOS CORRIENTES	
Efectivo y equivalentes al efectivo	29.702
Otros activos no financieros corriente	81.275
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	758.645
Activos por impuestos corrientes	1.400
ACTIVOS 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
Otros pasivos no financieros corrientes	131.030
PASIVOS CORRIENTES TOTALES	**3.698.444**
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	**5.488.147**

Flujo de efectivo neto resumido	Saldo 31/12/2014
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	9.045.775
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)
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	-
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(9.739)
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	39.440
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	**29.702**

Nota14

Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación

14.1. Inversiones Contabilizadas por el Método de Participación

a.) A continuación se presenta un detalle de las sociedades participadas por el Grupo contabilizadas por el método de participación y los movimientos en las mismas durante el ejercicio 2014 y 2013:

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%
Extranjera	Yacylec S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A. (3)	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%
					TOTALES

RUT	Movimientos en Inversiones en Asociadas	Relación	País de origen	Moneda funcional	Porcentaje de participación
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	42,50%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	20,00%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Asociada	Chile	Dólar estadounidense	33,33%
Extranjera	Endesa Cemsa S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	45,00%
Extranjera	Yacylec S.A. (2)	Asociada	Argentina	Peso argentino	22,22%
Extranjera	Sacme S.A.	Asociada	Argentina	Peso argentino	50,00%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	51,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Peso chileno	50,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Negocio Conjunto	Chile	Dólar estadounidense	50,00%
Extranjera	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Negocio Conjunto	Colombia	Peso Colombiano	49,00%
					TOTALES

(1) En abril de 2014 la Compañía Inversiones GasAtacama Holding Ltda. comienza a consolidarse por el método de integración global (Ver notas 2.4.1 y 5).
(2) Al 30 de junio de 2013 se incorporó como asociada a la compañía Yacylec S.A. y se disminuyó como asociada a la compañía Endesa Cemsa S.A., la cual a partir del 31 de marzo de 2013 comienza a consolidarse por el método de integración global (Ver nota 2.4.1, 26.1.1 y anexo 3).
(3) 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 36.5 y 41).

Saldo al 01/01/2014	Adiciones M$	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Dividendos declarados M$	Diferencia de conversión M$	Otro resultado Integral M$	Otros incrementos (decrementos) 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
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
550.047	-	-	(35.735)	-	(61.297)	-	-	453.015	-	453.015
21.641	-	-	34.719	-	(36.703)	-	-	19.657	-	19.657
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
123.627.968	-	-	3.053.468	-	8.919.246	-	(135.600.682)	-	-	-
33.083.016	-	-	2.561.039	-	(2.293.359)	-	(555.081)	32.795.615	-	32.795.615
248.080.880	**3.315.000**	**-**	**(51.853.287)**	**(11.136.879)**	**7.846.060**	**13.476.871**	**(136.095.035)**	**73.633.610**	**-**	**73.633.610**

Saldo al 01/01/2013	Adiciones M$	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común M$	Participación en Ganancia (Pérdida) M$	Dividendos declarados M$	Diferencia de conversión M$	Otro resultado Integral M$	Otros incrementos (decrementos) 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
-	-	-	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	-	-	-	-	-	-	(2.743.725)	-	-	-
-	-	693.039	4.725	(91.560)	(56.157)	-	-	550.047		550.047
25.683	-	-	42.232	-	(46.274)	-	-	21.641	-	21.641
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	-	10.418.067	-	-	123.627.968	-	123.627.968
33.527.186	-	-	932.917	(1.178.909)	134.191	-	(332.369)	33.083.016	-	33.083.016
214.517.345	**5.084.698**	**693.039**	**25.289.219**	**(9.439.861)**	**11.300.124**	**8.699.592**	**(3.076.094)**	**253.068.062**	**(4.987.182)**	**248.080.880**

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

- Inversiones con Influencia Significativa

A continuación se detalla información financiera al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los Estados Financieros de las principales sociedades en las que el Grupo ejerce una influencia significativa:

	31 de diciembre de 2014									
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos M$ ordinarios	Gastos M$ ordinarios	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
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
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
Yacylec S.A.	22,22%	2.027.688	774.429	717.301	46.046	1.348.659	(1.509.482)	(160.823)	(275.865)	(436.688)

	31 de diciembre de 2013									
Inversiones con influencia significativa	% Participación Directo / Indirecto	Activo corriente M$	Activo no corriente M$	Pasivo corriente M$	Pasivo no corriente M$	Ingresos M$ ordinarios	Gastos M$ ordinarios	Ganacia (Pérdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral M$
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
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)	9.850.105	3.638.791	13.488.896
Yacylec S.A.	22,22%	1.886.165	942.725	353.430	-	1.069.690	(1.048.425)	21.265	(252.732)	(231.467)

En el Anexo 3 de estas notas consolidadas se describe la principal actividad de nuestras sociedades asociadas, así como también el porcentaje de participación.

Nuestras asociadas no tienen precios de cotización públicos.

- Negocios Conjuntos

A continuación se incluye información al 31 de diciembre de 2014 y 2013 de los estados financieros de los principales negocios conjuntos:

	Centrales Hidroeléctricas de Aysén S.A.		Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.		Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. (*)		Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	
% Participación	51,0%	51,0%	50,0%	50,0%	50,0%	50,0%	48,997%	48,997%
	31-12-2014 M$	31-12-2013 M$	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	13.918.600	15.945.571
Total de Activos no corrientes	6.811.887	131.270.190	11.420.593	10.237.702	-	295.704.711	140.233.080	141.431.674
Total de Pasivos corrientes	3.419.214	4.049.634	1.159.095	670.215	-	63.483.879	16.252.424	40.895.186
Total de Pasivos no corrientes	45.348	180.059	1.835.937	1.370.193	-	44.840.436	60.107.487	38.118.486
Efectivo y equivalentes al efectivo	319.670	1.727.261	3.930.814	3.450.144	-	108.934.464	3.750.964	5.348.149
Otros pasivos financieros corrientes	-	-	-	-	-	14.865.354	116.008	21.561.312
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	-	-	-	22.738.158	-
Ingresos de actividades ordinarias	-	-	2.672.950	2.394.408	-	176.517.866	89.367.706	77.551.952
Gasto por depreciación y amortización	(52.978)	(69.316)	(738.927)	(680.519)	-	(11.145.909)	(7.400.833)	(6.096.939)
Pérdidas por deterioro de valor	(135.425.209)	-	-	-	-	-	-	-
Ingresos procedentes de intereses	53.579	121.509	88.597	134.631	-	1.040.933	642.775	600.711
Gastos por intereses	425.939	78.059	-	-	-	(1.575.774)	(3.017.696)	(2.501.621)
Gasto por impuestos a las ganancias	3.531.096	1.333.808	(205.839)	(124.757)	-	(9.908.686)	(4.702.120)	(2.696.251)
Ganancia (pérdida)	**(136.325.282)**	**(4.499.239)**	**1.170.102**	**725.873**	**-**	**34.042.459**	**6.820.089**	**2.318.920**
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado integral	**(136.325.282)**	**(4.499.239)**	**1.170.102**	**725.873**	**-**	**34.042.459**	**6.820.089**	**2.318.920**

Ver anexo 3
(*) ver nota 2.4.1 y 5.

c) No existen compromisos y contingencias significativas en compañías asociadas y negocios conjuntos.

Nota 15
Activos Intangibles Distintos de la Plusvalía

A continuación se presentan los saldos del rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Activos intangibles	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Activos Intangibles netos	**1.168.212.056**	**1.173.560.361**
Servidumbre y Derechos de Agua	44.841.692	42.779.382
Concesiones Neto (1) (*)	1.055.986.162	1.060.466.808
Costos de Desarrollo	14.833.312	26.530.426
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	2.206.341	2.205.245
Programas Informáticos	49.549.321	38.718.081
Otros Activos Intangibles Identificables	795.228	2.860.419

Activos intangibles	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Activos Intangibles bruto	**2.376.332.904**	**2.272.683.994**
Servidumbre y Derechos de Agua	54.963.685	51.797.051
Concesiones	2.135.095.221	2.041.368.148
Costos de Desarrollo	24.281.499	36.248.290
Patentes, Marcas Registradas y otros Derechos	11.465.938	11.253.851
Programas Informáticos	140.953.212	120.167.472
Otros Activos Intangibles Identificables	9.573.349	11.849.182

Activos intangibles	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Total Amortización Acumulada y Deterioro del Valor	**(1.208.120.848)**	**(1.099.123.633)**
Activos Intangibles Identificables	(1.208.120.848)	(1.099.123.633)
Servidumbre y Derechos de Agua	(10.121.993)	(9.017.669)
Concesiones	(1.079.109.059)	(980.901.340)
Costos de Desarrollo	(9.448.187)	(9.717.864)
Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos	(9.259.597)	(9.048.606)
Programas Informáticos	(91.403.891)	(81.449.391)
Otros Activos Intangibles Identificables	(8.778.121)	(8.988.763)

(1) El detalle de las concesiones es el siguiente:

Empresa titular de la concesión	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Concesionaria Túnel el Melon S.A. (Infraestructura Vial) (**)	-	6.951.508
Ampla Energia e Servicios S.A. (Distribución)	637.287.020	598.037.526
Compañía Energetica do Ceara S.A. (Distribución)	418.699.142	454.894.587
Otras Concesiones	-	583.187
TOTAL	**1.055.986.162**	**1.060.466.808**

(*) Ver nota 3d.1)
(**) Ver nota 13.

La composición y movimientos del activo intangible durante el ejercicio 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Año 2014

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo M$	Servidumbres M$	Concesiones M$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo Inicial al 01/01/2014	26.530.426	42.779.382	1.060.466.808	2.205.245	38.718.081	2.860.419	1.173.560.361
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	3.546.359	1.901.989	184.993.319	1.053.177	17.060.992	-	208.555.836
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	980.172	(856.524)	32.102.724	(155.290)	(506.857)	124.597	31.688.822
Amortización (1)	(3.182.841)	(1.604.192)	(98.940.029)	(992.288)	(7.501.894)	(7.207)	(112.228.451)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo (2)	-	-	(14.948.785)	-	-	-	(14.948.785)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(12.927.088)	2.621.037	(103.283.260)	95.497	2.152.373	(2.182.581)	(113.524.022)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	7.870	(433.818)	(556.720)	(23.947)	449.895	556.720	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	(12.934.958)	3.054.855	(102.726.540)	119.444	1.702.478	(2.739.301)	(113.524.022)
Disposiciones y retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(113.716)	-	-	-	(373.374)	-	(487.090)
Disminuciones por clasificar como mantenidos para la venta (4)	-	-	(4.404.615)	-	-	-	(4.404.615)
Total movimientos en activos intangibles identificables	(11.697.114)	2.062.310	(4.480.646)	1.096	10.831.240	(2.065.191)	(5.348.305)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2014	**14.833.312**	**44.841.692**	**1.055.986.162**	**2.206.341**	**49.549.321**	**795.228**	**1.168.212.056**

Año 2013

Movimientos en Activos Intangibles	Costos de Desarrollo M$	Servidumbres M$	Concesiones M$	Patentes, Marcas Registradas y Otros Derechos M$	Programas Informáticos M$	Otros Activos Intangibles Identificables, Neto M$	Activos Intangibles, Neto M$
Saldo inicial al 01/01/2013	10.089.646	44.569.633	1.093.803.169	2.329.715	48.350.377	2.859.971	1.202.002.511
Movimientos en activos intangibles identificables							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	13.964.468	211.269	159.283.676	623.956	12.025.939	-	186.109.308
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios bajo control común (3)	2.810.507	-	-	-	64.688	-	2.875.195
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	450.410	43.038	(52.488.944)	5.318	(1.100.511)	10.119	(53.080.570)
Amortización	(494.721)	(951.480)	(86.911.378)	(1.171.895)	(6.693.551)	(9.364)	(96.232.389)
Pérdida por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	(28.662.952)	-	-	-	(28.662.952)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(116.222)	(1.093.078)	(24.556.763)	418.151	(13.925.999)	(307)	(39.274.218)
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(377.406)	(1.137.386)	15.002.649	418.165	(13.949.969)	43.947	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	261.184	44.308	(39.559.412)	(14)	23.970	(44.254)	(39.274.218)
Disposiciones y retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(2.862)	-	(176.524)
Disposiciones	-	-	-	-	-	-	-
Retiros de servicio	(173.662)	-	-	-	(2.862)	-	(176.524)
Total movimientos en activos intangibles identificables	16.440.780	(1.790.251)	(33.336.361)	(124.470)	(9.632.296)	448	(28.442.150)
Saldo Final Activos Intangibles al 31/12/2013	**26.530.426**	**42.779.382**	**1.060.466.808**	**2.205.245**	**38.718.081**	**2.860.419**	**1.173.560.361**

(1) (2) Ver nota 30.
(3) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1.
(4) Ver nota 13.

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a los activos intangibles permiten recuperar el valor neto de estos activos registrado al 31 de diciembre de 2014 (Ver nota 3e).

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, la sociedad no posee activos intangibles de vida útil indefinida que representen montos significativos.

Nota 16
Plusvalía

A continuación se presenta el detalle de la plusvalía (fondos de comercio) por las distintas Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de éstas a las que está asignado y el movimiento al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

Compañía	Unidad Generadora de Efectivo	Saldo Inicial 01/01/2013 M$	Traspasos por Fusiones	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Saldo Final 31/12/2013 M$	Traspasos por Fusiones	Incremento / Decremento	Diferencias de Conversión de Moneda Extranjera M$	Saldo Final 31/12/2014 M$
Ampla Energia e Serviços S.A.	Ampla Energia e Serviços S.A.	198.669.973	-	(9.497.678)	189.172.295	-	-	5.474.748	194.647.043
Investluz S.A. (4)		100.929.542	(96.104.474)	(4.825.068)	-	-	-	-	-
Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	2.240.478	-	-	2.240.478	-	-	-	2.240.478
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	11.742.641	-	43.890	11.786.531	-	-	(740.800)	11.045.731
Hidroeléctrica el Chocón S.A.	Hidroeléctrica el Chocón S.A.	10.345.927	-	(1.780.725)	8.565.202	-	-	(942.764)	7.622.438
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)		4.656.105	(4.656.105)	-	-	-	-	-	-
Compañía Eléctrica Tarapa S.A. (2) (3)	Generación Chile	-	4.656.105	-	4.656.105	-	-	-	4.656.105
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	43.327.124	-	58.667	43.385.791	-	-	3.495.841	46.881.632
Cachoeira Dourada S.A.	Cachoeira Dourada S.A.	72.847.400	-	(3.482.565)	69.364.835	-	-	2.007.456	71.372.291
Edegel S.A.A	Edegel S.A.A	81.550.712	-	110.423	81.661.135	-	-	6.579.904	88.241.039
Emgesa S.A. E.S.P.	Emgesa S.A. E.S.P.	5.194.342	-	19.415	5.213.757	-	-	(327.692)	4.886.065
Chilectra S.A.	Chilectra S.A.	128.374.362	-	-	128.374.362	-	-	-	128.374.362
Empresa Nacional de Electricidad S.A	Generación Chile	731.782.459	-	-	731.782.459	-	-	-	731.782.459
Inversiones Distrilima S.A.	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	12.887	-	17	12.904	-	-	1.040	13.944
Enel Brasil S.A. (4)	Enel Brasil S.A.	-	880.679	-	880.679	-	-	25.487	906.166
Compañía Energética Do Ceará S.A. (4)	Compañía Energética Do Ceará S.A.	-	95.223.795	-	95.223.795	-	-	2.755.828	97.979.623
Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (5)	Inversiones Gasatacama Holding	-	-	-	-	-	18.737.737	1.466.514	20.204.251
Total		**1.391.673.952**	**-**	**(19.353.624)**	**1.372.320.328**	**-**	**18.737.737**	**19.795.562**	**1.410.853.627**

De acuerdo con las estimaciones y proyecciones de las que dispone la Gerencia del Grupo, las proyecciones de los flujos de caja atribuibles a las Unidades Generadoras de Efectivo o grupos de ellas a las que se encuentran asignados las distintas plusvalías permiten recuperar su valor al 31 de diciembre de 2014 (ver nota 3 e).

(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 septiembre de 2013 Compañía Eléctrica San Isidro S.A. fue fusionada con Endesa Eco S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
(3) Con fecha 1 de noviembre de 2013 Endesa Eco S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
(4) Con fecha 21 de noviembre de 2013 Investluz S.A y Ampla Investimentos E Serviços S.A. fueron fusionadas con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal
(5) Ver nota 2.4.1 y 5.

El origen de las plusvalías se explica a continuación:

1.- Ampla Energia e Serviços S.A.

Con fecha 20 de Noviembre de 1996 Enersis S.A y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A. y Electricidad de Portugal adquirieron el control de la sociedad Cerj S.A. (hoy Ampla de Energía) de Río de Janeiro en Brasil. Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron en conjunto un 42% del total de acciones, en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

Adicionalmente, con fecha 31 de diciembre del año 2000, Enersis S.A. y Chilectra S.A. compraron el 18,5% alcanzando un total de 60,5% directa e indirectamente.

2.- Compañía Energética Do Ceará S.A. (Coelce)

Entre los años 1998 y 1999 Enersis S.A. y Chilectra S.A., en conjunto con Endesa, S.A., adquirieron la Compañía de Distribución Eléctrica del Estado de Ceará (Coelce) en el noreste de Brasil en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Brasileño.

3.- Empresa Eléctrica de Colina Ltda.

Con fecha 30 de septiembre de 1996, Chilectra S.A adquirió el 100 % de la sociedad Empresa Eléctrica de Colina Ltda. a la sociedad Inversiones Saint Thomas S.A., compañía no relacionada ni directa ni indirectamente con Chilectra S.A.

4.- Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A. (Codensa S.A.)

Con fecha 23 de octubre del año 1997, Enersis S.A. y Chilectra S.A. adquirieron en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la sociedad Colombiana Codensa S.A., empresa que distribuye electricidad en Santa Fé de Bogotá de Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

5.- 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).

Con fecha 2 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.

6.- 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.

7.- 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., quién poseía como único activo el 25% de la sociedad San Isidro S.A. (Compra de minoritarios)

8.- Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.

Con fecha 15 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima, Enersis S.A. adquirió un 24% de participación adicional del capital social de Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A. (Edelnor).

9.- Cachoeira Dourada S.A.

Con fecha 05 de Septiembre del año 1997, nuestra filial Endesa Chile se adjudicó el 79% de la sociedad Cachoeira Dourada S.A. en el estado de Goias, por llamado a licitación pública del Gobierno Brasileño.

10.- Edegel S.A.A.

Con fecha 09 de octubre de 2009, en operación bursátil realizada en la Bolsa de Valores de Lima (Perú), nuestra filial Endesa Chile adquirió un 29,3974% de participación adicional del capital social de Edegel S.A.

11.- Emgesa S.A. E.S.P.

Con fecha 23 de octubre del año 1997 nuestra filial Endesa Chile adquirió en conjunto con Endesa, S.A. el 48,5% de la Emgesa S.A.E.S.P. en Colombia. La compra se hizo en una licitación pública internacional convocada por el Gobierno Colombiano.

12.- Chilectra S.A.

Durante el mes de noviembre del año 2000, Enersis S.A., en licitación pública a través de un poder comprador, adquirió un 25,4% adicional de participación en la filial Chilectra S.A. alcanzando un 99,99 % de la propiedad.

13.- Empresa Nacional de Electricidad S.A.

Con fecha 11 de mayo de 1999, Enersis S.A. adquirió un 35% adicional de Endesa Chile alcanzando un 60% de la propiedad de la generadora, mediante licitación pública en la Bolsa de Comercio de Santiago y por compra de acciones en Estados Unidos (30% y 5 % respectivamente).

14.- 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 y 5).

Nota17
Propiedades, Planta y Equipo

A continuación se presentan los 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	**8.234.215.719**	**7.433.798.725**
Construcción en Curso	1.735.117.241	1.218.316.396
Terrenos	106.233.186	99.869.574
Edificios	81.981.704	92.820.775
Planta y Equipo	6.097.991.766	5.834.476.720
Instalaciones Fijas y Accesorios	96.320.714	72.898.921
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	116.571.108	115.416.339

Clases de Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Propiedades, Planta y Equipo, Bruto	**14.301.161.988**	**13.082.066.080**
Construcción en Curso	1.735.117.241	1.218.316.396
Terrenos	106.233.186	99.869.574
Edificios	154.431.222	170.612.273
Planta y Equipo	11.912.075.769	11.245.196.646
Instalaciones Fijas y Accesorios	248.884.529	211.988.702
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	144.420.041	136.082.489

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	**(6.066.946.269)**	**(5.648.267.355)**
Edificios	(72.449.518)	(77.791.498)
Planta y Equipo	(5.814.084.003)	(5.410.719.926)
Instalaciones Fijas y Accesorios	(152.563.815)	(139.089.781)
Otras Propiedades, Planta y Equipo en Arrendamientos Financieros	(27.848.933)	(20.666.150)

La composición y movimientos del rubro propiedades, plantas y equipos durante el ejercicio 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Movimientos año 2014	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$
Saldo inicial al 1 de enero de 2014	1.218.316.396	99.869.574	92.820.775	5.834.476.720	72.898.921	115.416.339	7.433.798.725
Movimientos							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	1.026.011.114	3.081.951	725.802	12.239.464	11.023.265	-	1.053.081.596
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios (1)	10.802.165	3.216.432	-	171.934.310	13.707.484	-	199.660.391
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(63.451.758)	(844.515)	(1.120.737)	(39.565.485)	981.409	7.316.269	(96.684.817)
Depreciación (2)	-	-	(4.983.828)	(341.810.698)	(13.886.933)	(6.269.994)	(366.951.453)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	-	-	-	(13.770.564)	-	-	(13.770.564)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(452.716.350)	1.211.017	(4.294.709)	475.028.160	14.203.069	108.494	33.539.681
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(474.284.985)	1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(474.284.985)	1.249.969	4.152.489	460.761.588	8.816.027	(695.088)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	21.568.635	(38.952)	(8.447.198)	14.266.572	5.387.042	803.582	33.539.681
Disposiciones y retiros de servicio	(3.844.326)	(301.273)	(1.165.599)	(540.141)	(2.606.501)	-	(8.457.840)
Disposiciones	(1.566.349)	(238.120)	(1.165.495)	-	(2.511.470)	-	(5.481.434)
Retiros	(2.277.977)	(63.153)	(104)	(540.141)	(95.031)	-	(2.976.406)
Total movimientos	516.800.845	6.363.612	(10.839.071)	263.515.046	23.421.793	1.154.769	800.416.994
Saldo final al 31 de diciembre de 2014	**1.735.117.241**	**106.233.186**	**81.981.704**	**6.097.991.766**	**96.320.714**	**116.571.108**	**8.234.215.719**

Movimientos año 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$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	800.258.044	100.075.276	94.150.678	5.855.072.717	73.606.717	126.760.139	7.049.923.571
Movimientos							
Incrementos distintos de los procedentes de combinaciones de negocios	693.084.284	150.828	996.596	(50.364)	8.533.951	361.737	703.077.032
Adquisiciones realizadas mediante combinaciones de negocios bajo control común (3)	53.274.335	814.674	298.215	58.015.823	1.771.530	-	114.174.577
Incremento (disminución) por diferencias de cambio netas	(19.482.775)	38.929	(2.619.529)	(57.126.925)	(1.960.839)	(238.600)	(81.389.739)
Depreciación	-	-	(4.706.723)	(316.428.394)	(13.464.577)	(4.641.176)	(339.240.870)
Pérdidas por deterioro de valor reconocidas en el resultado del periodo	(272.181)	-	-	(12.388.154)	-	-	(12.660.335)
Incrementos (disminuciones) por transferencias y otros cambios	(307.408.909)	185.811	4.379.954	311.554.675	5.079.458	(6.825.761)	6.965.228
Incrementos (disminuciones) por transferencias	(315.082.373)	123.311	4.079.468	310.623.109	5.686.102	(5.429.617)	-
Incrementos (disminuciones) por transferencias desde construcciones en proceso	(315.082.373)	123.311	4.079.468	310.623.109	5.686.102	(5.429.617)	-
Incrementos (disminuciones) por otros cambios	7.673.464	62.500	300.486	931.566	(606.644)	(1.396.144)	6.965.228
Disposiciones y retiros de servicio	(1.136.402)	(1.395.944)	321.584	(4.172.658)	(667.319)	-	(7.050.739)
Disposiciones	-	(1.395.944)	-	-	-	-	(1.395.944)
Retiros	(1.136.402)	-	321.584	(4.172.658)	(667.319)	-	(5.654.795)
Total movimientos	418.058.352	(205.702)	(1.329.903)	(20.595.997)	(707.796)	(11.343.800)	383.875.154
Saldo final al 31 de diciembre de 2013	**1.218.316.396**	**99.869.574**	**92.820.775**	**5.834.476.720**	**72.898.921**	**115.416.339**	**7.433.798.725**

(1) Ver nota 2.4.1 y 5.
(2) Ver nota 30.
(3) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1.

Informaciones Adicionales de Propiedades, Planta y Equipo, Neto

a) Principales Inversiones

Las principales adiciones a propiedad, planta y equipo son las inversiones en plantas en funcionamiento y los nuevos proyectos por M$ 978.035.029 al 31 de diciembre 2014 (M$ 703.077.032 al 31 de diciembre 2013). En el negocio de generación destaca los avances en la construcción de la central hidráulica de El Quimbo en Colombia (400 MW), que implica adiciones a diciembre 2014 por M$ 175.419.903 (M$ 150.262.546 al 31 de diciembre 2013), mientras que en los negocios de distribución de las grandes inversiones son las extensiones y las inversiones en redes para optimizar su funcionamiento, con el fin de mejorar la eficiencia y calidad de nivel de servicio, por M$ 393.818.587 al 31 de diciembre 2014 (M$ 274.964.283 al 31 de diciembre 2013).

b) Arrendamiento Financiero

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, las propiedades, plantas y equipos incluyen M$ 116.571.108 y M$ 115.416.339, 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	19.830.764	1.707.340	18.123.424	15.915.072	1.868.169	14.046.903
Entre un año y cinco años	78.271.598	11.421.552	66.850.046	58.429.290	5.874.399	52.554.891
Más de cinco años	17.270.183	459.055	16.811.128	38.025.761	3.295.944	34.729.817
Total	**115.372.545**	**13.587.947**	**101.784.598**	**112.370.123**	**11.038.512**	**101.331.611**

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.

   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%.

c) Arrendamiento Operativo

Los estados de resultados consolidados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 incluyen M$ 21.087.207, M$ 18.878.285 y M$ 18.483.171, 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	13.540.619	10.447.299
Entre un año y cinco años	34.389.527	41.971.517
Más de cinco años	46.504.376	65.678.252
Total	**94.434.522**	**118.097.068**

d) Otras Informaciones

i) Las sociedades del Grupo mantenían al 31 de diciembre de 2014 y 2013 compromisos de adquisición de bienes de inmovilizado material por monto de M$ 468.173.548 y M$ 350.969.175, respectivamente.

ii) Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el monto de los activos fijos del Grupo gravados como garantía de pasivos es de M$ 21.952.283 y M$ 176.514.115, respectivamente. (ver Nota 36).

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

iv) La situación de determinados activos, de nuestra filial Endesa Chile, 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 2009 una provisión de deterioro de estos activos por M$43.999.600, vigente a la fecha.

v) Con fecha 16 de octubre de 2012 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 Construcao e Administracao de Projetos Ltda."; (iv) la empresa eslovaca Slovenske Energeticke Strojarne a.s." ("SES"); (v) la empresa chilena "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada"; (todos colectivamente denominados "el 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$ 11.349.403 (ver nota 36.3.26).

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.

vi) Nuestra filial argentina Empresa Distribuidora Sur S.A., debido a la demora en el cumplimiento de ciertos puntos contenidos en el Acta de Acuerdo suscrita con el Gobierno Nacional de Argentina, en especial en lo que se refiere al reconocimiento semestral de ajustes de tarifas por el mecanismo de monitoreo de costos (MMC) y la realización de una Revisión Tarifaria Integral (RTI) previstos en dicha Acta, está afectada fuertemente en su equilibrio financiero.

Al cierre del ejercicio 2011, Enersis registro una pérdida por deterioro relacionada a las Propiedades, Plantas y Equipos de Empresa Distribuidora Sur S.A.. Al 31 de diciembre de 2014 el monto registrado es por M$ 65.252.942 (ver nota 3.e).

vii) 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 propósito de ajustar el valor libro de sus Propiedades, plantas y equipos a su valor recuperable (ver nota 3.e).

viii) Al cierre del ejercicio 2014, nuestra filial 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).

Nota 18
Propiedad de Inversión

La composición y movimientos de las propiedades de inversión durante el ejercicio 2014 y 2013 han sido los siguientes:

Propiedades de Inversión, Neto, Modelo del Costo	Propiedades de Inversión, Bruto M$	Depreciación Acumulada, Amortización y Deterioro M$	Propiedades de Inversión, Neto M$
Saldo inicial al 1 de enero de 2013	**51.003.011**	**(4.080.041)**	**46.922.970**
Adiciones	2.487.919	-	2.487.919
Desapropiaciones	(6.443.325)	2.127.925	(4.315.400)
Gasto por depreciación	-	(59.078)	(59.078)
Pérdida por deterioro del valor reconocida en el estado de resultados	-	(159.362)	(159.362)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	**47.047.605**	**(2.170.556)**	**44.877.049**
Adiciones	1.463.242	-	1.463.242
Desapropiaciones	(37.847.373)	-	(37.847.373)
Gasto por depreciación	-	(30.483)	(30.483)
Reversiones de deterioro de valor reconocidas en el estado de resultados	-	52.127	52.127
Saldo final propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2014	**10.663.474**	**(2.148.912)**	**8.514.562**

El precio de venta de los inmuebles vendidos durante el ejercicio 2014 y 2013 ascendió a M$ 9.363.249 y M$ 16.510.931, respectivamente.

- Medición y jerarquía de los valores razonables

El valor razonable de las propiedades de inversión al 31 de diciembre de 2014 ascendió a M$ 12.272.521. Este valor fue determinado sobre la base de tasaciones independientes.

Al 31 de diciembre de 2014, el valor de mercado de estos inmuebles no ha sufrido variaciones importantes.

La jerarquía de los valores razonables de las propiedades de inversión es la siguiente:

	Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Propiedades de Inversión	-	12.272.521	-

Ver Nota 3.h.

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el detalle de los ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión es el siguiente:

	Saldo al	
Ingresos y gastos procedentes de las propiedades de inversión	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Ingresos derivados de rentas por arrendamientos provenientes de las propiedades de inversión	263.643	341.494
Ingresos derivados de plusvalías en la venta provenientes de las propiedades de inversión (*)	9.363.249	16.510.931
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión generadoras de ingresos por arrendamientos	(328.590)	(192.963)
Gastos de operación directos procedentes de propiedades de inversión no generadoras de ingresos por arrendamientos (*)	(1.806.675)	(4.315.400)
Total	**7.491.627**	**12.344.062**

(*) Ver nota 32.

No existen contratos para reparaciones, mantenimiento, adquisición, construcción o desarrollo que representan obligaciones futuras para el Grupo al 31 de diciembre de 2014 (M$ 971.776 al 31 diciembre de 2013).

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

Nota 19
Impuestos Diferidos

a) El origen y movimientos de los impuestos diferidos de activos y pasivos registrados al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es:

		Impuestos diferidos de Activos relativos a							
	Impuestos diferidos de Activos	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	otros	Impuestos Diferidos de Activos
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	**69.331.028**	**-**	**72.196.398**	**721.942**	**43.659.516**	**1.710.288**	**22.518.595**	**210.137.767**
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(1.990.390)	(367.726)	5.086.210	(10.571.495)	(28.275.716)	4.860.441	9.600.350	(21.658.326)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	10.357.383	1.074.342	-	(1.084)	11.430.641
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (1)	-	-	879.716	-	-	537.932	974.883	2.392.531
	Desinversiones mediante enajenación de negocios	(107.241)	-	(34.403)	-	-	(329.845)	(5.816.292)	(6.287.781)
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(1.847.234)	(551.562)	1.904.394	(1.086.184)	(110.140)	-	(2.055.603)	(3.746.329)
	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)	(1.622.884)	2.426.267	6.263.590	3.683.432	4.784.559	(478.696)	(11.065.002)	3.991.266
	Saldo final al 31 de diciembre de 2014	**63.763.279**	**1.506.979**	**86.266.322**	**3.103.317**	**21.132.561**	**4.851.839**	**13.013.577**	**193.637.874**

		Impuestos diferidos de Activos relativos a							
	Impuestos diferidos de Activos	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	pérdidas fiscales	otros	Impuestos Diferidos de Activos
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	**75.826.789**	**10.700.455**	**98.105.401**	**46.865.082**	**47.115.495**	**8.635.197**	**34.307.797**	**321.556.216**
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(4.189.296)	(850.759)	4.955.202	(1.494.579)	(3.355.784)	(16.669.753)	6.745.508	(14.859.461)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-	(6.028.387)	511.656	-	-	(5.516.731)
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (2)	-	-	-	-	-	11.634.643	381.719	12.016.362
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(553.272)	(190.829)	(3.206.774)	(804.512)	(9.658)	630.288	(2.369.230)	(6.503.987)
	Otros incrementos (decrementos)	(1.753.193)	(9.658.867)	(27.657.431)	(37.815.662)	(602.193)	(2.520.087)	(16.547.199)	(96.554.632)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2013	**69.331.028**	**-**	**72.196.398**	**721.942**	**43.659.516**	**1.710.288**	**22.518.595**	**210.137.767**

		Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							
	Impuestos diferidos de Pasivos	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	contratos de moneda extranjera	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	**357.404.910**	**21.169.697**	**20.220**	**-**	**20.818**	**5.792.725**	**11.078.520**	**395.486.890**
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(37.480.718)	(1.281.408)	(24.553.240)		(470.394)	(4.687.449)	39.058.137	(29.415.072)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-		(20.511)	401.237	378	381.104
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios (1)	27.088.856	-	-		-	-	1.834.311	28.923.167
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	18.935.850	1.906.194	(307.279)		-	141.446	(2.472.330)	18.203.881
	Otros incrementos (decrementos)	61.932.454	(21.794.483)	24.881.852	-	486.586	(1.484.896)	760.001	64.781.514
	Saldo final al 31 de diciembre de 2014	**427.881.352**	**-**	**41.553**	**-**	**16.499**	**163.063**	**50.259.017**	**478.361.484**

		Impuestos diferidos de Pasivos relativos a							
	Impuestos diferidos de Pasivos	depreciaciones	amortizaciones	provisiones	contratos de moneda extranjera	obligaciones por beneficios post-empleo	revaluaciones de instrumentos financieros	otros	Impuestos Diferidos de Pasivos
	Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	**371.424.034**	**41.745.931**	**-**		**17.080**	**6.425.224**	**81.515.428**	**501.127.697**
Movimientos	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en ganancias o pérdidas	(19.041.347)	(1.760.684)	6.696.045		71.264	937.186	4.084.369	(9.013.167)
	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados integrales	-	-	-		(2.744.987)	553.068	(61.684)	(2.253.603)
	Adquisiciones mediante combinaciones de negocios bajo control común (2)	8.534.296	-	-		-	-	-	8.534.296
	Diferencia de conversión de moneda extranjera	(43.599)	(1.410.853)	(1.219.749)		-	(10.209)	(1.901.703)	(4.586.113)
	Otros incrementos (decrementos)	(3.468.474)	(17.404.697)	(5.456.076)		2.677.461	(2.112.544)	(72.557.890)	(98.322.220)
	Saldo final al 31 de diciembre de 2013	**357.404.910**	**21.169.697**	**20.220**		**20.818**	**5.792.725**	**11.078.520**	**395.486.890**

(1) Ver nota 2.4.1 y 5.
(2) Ver nota 2.4.1 y 26.1.1

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

b) Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo no ha reconocido activos por impuestos diferidos relacionados a pérdidas tributarias por un monto de M$ 44.329.969 (M$ 25.233.492 al 31 de diciembre de 2013) Ver nota 3.p.

El Grupo Enersis 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$ 1.940.029.172 (M$ 2.204.237.044 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 tributarías de cada país. Dichas auditorías están limitadas a un número de períodos tributarios anuales, los cuales por lo general, una vez transcurridos dan lugar a la expiración de dichas inspecciones. Las auditorías tributarias, por su naturaleza, son a menudo complejas y pueden requerir varios años. El siguiente es un resumen de los períodos tributarios, potencialmente sujetos a verificación:

País	Período
Chile	2012-2014
Argentina	2008-2014
Brasil	2009-2014
Colombia	2013-2014
Perú	2010-2014

Debido a las posibles diferentes interpretaciones que pueden darse a las normas tributarias, los resultados de las inspecciones que en el futuro pudieran llevar a cabo las autoridades tributarias para los años sujetos a verificación podrían dar lugar a pasivos tributarios, cuyos montos no es posible cuantificar en la actualidad de una manera objetiva. No obstante, la Gerencia del Grupo estima que los pasivos que, en su caso, se pudieran derivar por estos conceptos, no tendrán un efecto significativo sobre los resultados futuros del Grupo.

A continuación se detallan los efectos por impuestos diferidos de los componentes de otros resultados integrales:

	31 de diciembre de 2014			31 de diciembre de 2013		
Efectos por Impuestos Diferidos de los Componentes de Otros Resultados Integrales	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$	Importe antes de Impuestos M$	Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias M$	Importe después de Impuestos M$
Activos Financieros Disponibles para la Venta	1.849	(1.462)	387	(2.273)	455	(1.818)
Cobertura de Flujo de Caja	(145.892.370)	35.887.996	(110.004.374)	(76.088.977)	12.332.516	(63.756.461)
Participación de otro resultado integral de asociadas y negocios conjuntos contabilizados utilizando el método de la participación	13.476.871	-	13.476.871	8.367.223	-	8.367.223
Ajustes por conversión	4.370.648	-	4.370.648	(76.723.893)	-	(76.723.893)
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones en Planes de Beneficios Definidos	(36.681.734)	12.694.514	(23.987.220)	6.351.518	(2.603.231)	3.748.287
Impuesto a la Renta Relacionado a los Componentes de Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio"	**(164.724.736)**	**48.581.048**	**(116.143.688)**	**(138.096.402)**	**9.729.740**	**(128.366.662)**

c) En Chile, 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.p) 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, Enersis 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 Enersis ascendió a M$ 61.974.517, disminuyendo el Patrimonio atribuible a los propietarios de la sociedad controladora en M$ 38.284.524.

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 reviertan 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$ 3.943.235.

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 delante de 26%.

Las filiales peruanas producto de este decremento 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$ 24.818.773.

Nota 20

Otros Pasivos Financieros

El saldo de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

Otros pasivos financieros	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013	
	Corriente M$	No corriente M$	Corriente M$	No corriente M$
Préstamos que devengan intereses	418.266.381	3.167.948.954	785.231.174	2.688.538.096
Instrumentos derivados de cobertura (*)	995.059	114.861.592	117.341.051	97.231.764
Instrumentos derivados de no cobertura (**)	2.544.239	6.286.982	1.410.556	-
Deuda por concesión Túnel El Melón	-	-	2.692.424	4.479.251
Total	**421.805.679**	**3.289.097.528**	**906.675.205**	**2.790.249.111**

(*) ver nota 22.2.a
(**) ver nota 22.2.b

20.1 Préstamos que Devengan Intereses

El detalle de corriente y no corriente de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

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	42.325.846	247.216.989	154.917.772	219.963.968
Obligaciones no garantizadas	308.925.119	2.565.417.993	407.412.807	2.179.772.922
Obligaciones garantizadas	-	-	4.828.233	-
Arrendamiento financiero	18.123.424	83.661.174	14.046.903	87.284.708
Otros préstamos	48.891.992	271.652.798	204.025.459	201.516.498
Total	**418.266.381**	**3.167.948.954**	**785.231.174**	**2.688.538.096**

El desglose por monedas y vencimientos de los Préstamos Bancarios al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

- Resumen de Préstamos Bancarios por Monedas y Vencimientos

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/12/2014 M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2014 M$
Chile	US$	5,98%	Sin Garantía	-	1.007.362	1.007.362	-	-	-	-	-	-
Chile	Ch$	5,47%	Sin Garantía	1.594	-	1.594	-	-	-	-	-	-
Perú	US$	2,93%	Sin Garantía	2.472.247	8.382.913	10.855.160	38.628.554	17.850.471	16.254.959	255.432	-	72.989.416
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	175.487	-	175.487	-	2.029.640	22.326.036	-	-	24.355.676
Argentina	US$	13,03%	Sin Garantía	11.451.387	2.126.669	13.578.056	1.022.595	-	-	-	-	1.022.595
Argentina	$ Arg	33,25%	Sin Garantía	4.304.802	11.794.567	16.099.369	6.999.683	-	-	-	-	6.999.683
Colombia	$ Col	8,13%	Sin Garantía	-	209.395	209.395	-	-	-	-	77.750.800	77.750.800
Brasil	Real	10,30%	Sin Garantía	9.358	390.065	399.423	-	21.366.273	21.366.273	21.366.273	-	64.098.819
			Total	**18.414.875**	**23.910.971**	**42.325.846**	**46.650.832**	**41.246.384**	**59.947.268**	**21.621.705**	**77.750.800**	**247.216.989**

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Garantía	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total 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$	Total No Corriente al 31/12/2013 M$
Chile	US$	2,29%	Sin Garantía	404.070	106.087.194	106.491.264	858.299	-	-	-	-	858.299
Chile	Ch$	5,67%	Sin Garantía	1.523	176	1.699	-	-	-	-	-	-
Perú	US$	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	-	49.784.174
Perú	Soles	5,41%	Sin Garantía	150.822	-	150.822	-	-	1.878.295	20.661.242	-	22.539.537
Argentina	US$	9,31%	Sin Garantía	6.425.910	4.853.256	11.279.166	1.617.752	-	-	-	-	1.617.752
Argentina	$ Arg	27,55%	Sin Garantía	14.322.039	9.470.728	23.792.767	8.913.225	6.309.077	-	-	-	15.222.302
Colombia	$ Col	6,84%	Sin Garantía	-	188.239	188.239	-	-	-	-	82.965.288	82.965.288
Brasil	US$	7,70%	Sin Garantía	69.098	7.173.489	7.242.587	7.711.388	3.997.031	4.324.406	955.764	1.064.912	18.053.501
Brasil	Real	10,12%	Sin Garantía	-	309.729	309.729	-	-	9.641.039	9.641.038	9.641.038	28.923.115
			Total	**24.049.924**	**130.867.848**	**154.917.772**	**27.495.149**	**23.950.426**	**30.406.777**	**44.440.378**	**93.671.238**	**219.963.968**

- Medición y Jerarquía de los Valores Razonables

El valor razonable de los préstamos bancarios corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2014 asciende a M$ 355.108.183 (M$ 371.446.585 al 31 de diciembre de 2013). En ambos ejercicios, han sido clasificados como valores razonables Nivel 2, sob

- Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

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

										31 de diciembre de 2014		
										Corriente M$		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	11,19%	11,34%	Al Vencimiento	-	390.065	390.065
Extranjera	CGTF S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - A	Brasil	US$	8,03%	8,05%	Semestral	-	-	-
Extranjera	CGTF S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - B	Brasil	US$	2,64%	2,61%	Semestral	-	-	-
Extranjera	CGTF S.A.	Brasil	Extranjera	IFC - C	Brasil	US$	12,18%	12,32%	Semestral	-	-	-
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile		Líneas de crédito	Chile	Ch$	5,91%	5,91%	Otra	133	-	133
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	4,08%	3,93%	Trimestral	260.672	564.193	824.865
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,07%	2,97%	Trimestral	395.746	1.137.486	1.533.232
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Bank Of Nova Scotia	Perú	US$	3,48%	3,40%	Trimestral	287.425	766.306	1.053.731
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	0,76%	0,78%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,46%	7,46%	Mensual	9.358	-	9.358
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjero	Banco Itaú Brasil	Brasil	Real	11,96%	12,09%	Anual	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	3,44%	3,36%	Trimestral	1.516.649	5.914.928	7.431.577
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Bank Nova Scotia	Perú	US$	0,97%	0,97%	Al Vencimiento	11.755	-	11.755
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,90%	6,73%	Trimestral	28.029	-	28.029
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,83%	5,71%	Trimestral	92.908	-	92.908
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	12.224	-	12.224
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	19.669	-	19.669
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	12.130	-	12.130
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	5,10%	5,01%	Trimestral	10.527	-	10.527
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Ciudad	Argentina	$ Arg	32,46%	28,51%	Mensual	86.295	3.157.116	3.243.411
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Galicia	Argentina	$ Arg	22,63%	21,00%	Mensual	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Itaú Argentina	Argentina	$ Arg	36,34%	31,39%	Mensual	20.520	807.217	827.737
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Macro	Argentina	$ Arg	36,17%	31,27%	Mensual	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Provincia	Argentina	$ Arg	29,14%	25,85%	Mensual	434.480	-	434.480
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	29,74%	26,91%	Trimestral	47.485	1.435.053	1.482.538
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	32,00%	30,00%	Trimestral	566.446	-	566.446
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Supervielle	Argentina	$ Arg	25,60%	23,00%	Mensual	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Citibank	Argentina	$ Arg	25,59%	23,00%	Mensual	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Comafi	Argentina	$ Arg	39,80%	34,00%	Mensual	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	$ Arg	32,65%	29,22%	Trimestral	287.700	-	287.700
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Standard Bank	Argentina	$ Arg	22,63%	29,11%	Trimestral	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Banco Corpbanca	Colombia	$ Col	8,39%	8,22%	Al Vencimiento	-	55.892	55.892
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	BBVA Colombia	Colombia	$ Col	8,19%	8,03%	Al Vencimiento	-	153.503	153.503
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	$ Arg	30,00%	30,00%	Al Vencimiento	710.351	-	710.351
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	B.N.P. Paribas	E.E.U.U.	US$	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	Ch$	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.	US$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	EDC	E.E.U.U.	US$	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.	US$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Scotiabank & Trust Cayman Ltd	Cayman Islands	US$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Extranjero	Mercantil Commercebank	E.E.U.U.	US$	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	US$	1,56%	0,99%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad	Argentina	$ Arg	25,59%	23,00%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia	Argentina	$ Arg	35,75%	42,24%	Al Vencimiento	-	800.033	800.033
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	$ Arg	37,50%	44,68%	Al Vencimiento	-	302.809	302.809
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Nación Argentina	Argentina	$ Arg	18,85%	18,85%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander Río	Argentina	$ Arg	32,00%	37,14%	Al Vencimiento	-	185.138	185.138

re la base de los datos de entrada de las técnicas de valoración utilizadas (ver Nota 3.h).

	31 de diciembre de 2014						31 de diciembre de 2013								
	No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
	-	9.920.055	9.920.055	9.920.055	-	29.760.165	-	309.729	309.729	-	-	9.641.039	9.641.038	9.641.038	28.923.115
	-	-	-	-	-	-	41.076	2.796.717	2.837.793	3.004.233	3.227.148	3.466.603	-	-	9.697.984
	-	-	-	-	-	-	9.841	4.376.772	4.386.613	4.707.155	-	-	-	-	4.707.155
	-	-	-	-	-	-	18.181	-	18.181	-	769.883	857.803	955.764	1.064.912	3.648.362
	-	-	-	-	-	-	198	-	198	-	-	-	-	-	-
	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	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	11.446.218	11.446.218	11.446.218	-	34.338.654	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	2.029.640	-	-	-	2.029.640	25.939	-	25.939	-	-	1.878.295	-	-	1.878.295
	-	-	4.262.243	-	-	4.262.243	85.979	-	85.979	-	-	-	3.944.419	-	3.944.419
	-	-	3.044.460	-	-	3.044.460	9.359	-	9.359	-	-	-	2.817.442	-	2.817.442
	-	-	5.074.099	-	-	5.074.099	14.947	-	14.947	-	-	-	4.695.737	-	4.695.737
	-	-	4.871.135	-	-	4.871.135	8.105	-	8.105	-	-	-	4.507.907	-	4.507.907
	-	-	5.074.099	-	-	5.074.099	6.493	-	6.493	-	-	-	4.695.737	-	4.695.737
	-	-	-	-	-	-	34.976	2.015.680	2.050.656	-	2.983.206	-	-	-	2.983.206
	-	-	-	-	-	-	67.383	-	67.383	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	45.166	907.056	952.222	-	907.056	-	-	-	907.056
	-	-	-	-	-	-	216.262	806.272	1.022.534	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	6.468	241.882	248.350	-	483.763	-	-	-	483.763
	-	-	-	-	-	-	113.687	2.015.679	2.129.366	-	1.612.544	-	-	-	1.612.544
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	1.397	71.491	72.888	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	7.038	518.946	525.984	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	22.646	-	22.646	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	227.804	725.641	953.445	-	322.508	-	-	-	322.508
	-	-	-	-	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
	-	-	-	-	-	-	798.209	-	798.209	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	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	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	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	-	-	-	-	-	-

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Tipo de Amortización	31 de diciembre de 2014 Corriente M$ Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	$ Arg	36,00%	42,59%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Supervielle	Argentina	$ Arg	35,00%	41,21%	Al Vencimiento	-	289.401	289.401
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Citibank	Argentina	$ Arg	32,50%	37,81%	Al Vencimiento	-	955.718	955.718
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	Credit Suisse International	Argentina	US$	13,25%	13,92%	Trimestral	-	2.126.669	2.126.669
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	$ Arg	36,00%	42,59%	Trimestral	-	324.772	324.772
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Chile	Ch$	4,50%	4,50%	Al Vencimiento	123	-	123
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Macro	Argentina	$ Arg	30,72%	28,00%	Al Vencimiento	1.461.573	-	1.461.573
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Deutsche Bank	Argentina	US$	13,35%	12,73%	Trimestral	5.725.691	-	5.725.691
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Standard Bank	Argentina	US$	13,35%	12,73%	Trimestral	2.862.848	-	2.862.848
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	US$	13,35%	12,73%	Trimestral	2.862.848	-	2.862.848
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau	Argentina	$ Arg	33,70%	29,25%	Al Vencimiento	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Santander - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	35,26%	31,36%	Trimestral	158.689	813.581	972.270
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Itau- Sindicado IV	Argentina	$ Arg	35,26%	31,36%	Trimestral	144.890	742.835	887.725
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Galicia - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	35,26%	31,36%	Trimestral	137.990	707.462	845.452
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Hipotecario - Sindicado IV	Argentina	$ Arg	35,26%	31,36%	Trimestral	48.297	247.612	295.909
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Banco Ciudad -Sindicado IV	Argentina	$ Arg	35,26%	31,36%	Trimestral	20.699	106.119	126.818
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	ICB Argentina	Argentina	$ Arg	35,26%	31,36%	Trimestral	179.387	919.701	1.099.088
79.913.810-7	Manso de Velasco Ltda.	Chile	97.004.000-5	Banco Santander Chile	Argentina	Ch$	6,00%	6,00%	Mensual	-	-	-
					Totales					**18.414.875**	**23.910.971**	**42.325.846**

20.2 Obligaciones No Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones No Garantizadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones No Garantizadas por Monedas y Vencimientos

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total Corriente al 31/12/2014 M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente al 31/12/2014 M$
Chile	US$	7,17%	Sin Garantía	10.600.825	124.464.832	135.065.657	153.936.502	-	-	-	420.471.172	574.407.674
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	1.523.693	8.154.883	9.678.576	8.345.041	8.530.345	8.726.297	31.321.793	272.880.640	329.804.116
Perú	US$	6,59%	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	6,57%	Sin Garantía	7.369.056	23.437.141	30.806.197	17.292.530	20.093.432	-	29.429.775	146.235.538	213.051.275
Colombia	$ Col	8,16%	Sin Garantía	92.570.006	-	92.570.006	36.963.495	142.924.458	122.313.646	92.241.270	690.301.242	1.084.744.111
Brasil	Real	12,55%	Sin Garantía	-	35.952.570	35.952.570	80.341.173	104.952.742	93.563.508	49.266.449	-	328.123.872
			Total	**116.915.693**	**192.009.426**	**308.925.119**	**309.011.927**	**276.500.977**	**230.670.044**	**207.213.267**	**1.542.021.778**	**2.565.417.993**

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total 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$	Total No Corriente al 31/12/2013 M$
Chile	US$	7,62%	Sin Garantía	208.555.534	810.389	209.365.923	104.458.309	134.528.116			159.538.410	398.524.835
Chile	U.F.	5,57%	Sin Garantía	-	9.072.702	9.072.702	4.848.388	4.848.388	4.848.388	4.848.388	299.711.440	319.104.992
Perú	US$	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	6,63%	Sin Garantía	7.549.494	34.181.671	41.731.165	21.583.486	19.759.661	9.391.473		98.704.389	149.439.009
Colombia	$ Col	7,54%	Sin Garantía	108.852.499	26.251.335	135.103.834	68.210.526	39.442.515	152.406.248	108.749.003	645.988.991	1.014.797.283
Brasil	Real	11,06%	Sin Garantía	-	6.112.517	6.112.517	24.268.964	75.417.620	115.258.988	24.831.076	24.257.703	264.034.351
			Total	**325.820.120**	**81.592.687**	**407.412.807**	**226.705.942**	**284.495.968**	**281.905.097**	**143.678.300**	**1.242.987.615**	**2.179.772.922**

31 de diciembre de 2014									31 de diciembre de 2013					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	1.154.665	-	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	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	1.519	-	1.519	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	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
-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-
46.650.832	**41.246.384**	**59.947.268**	**21.621.705**	**77.750.800**	**247.216.989**	**24.049.924**	**130.867.848**	**154.917.772**	**27.495.149**	**23.950.426**	**30.406.777**	**44.440.378**	**93.671.238**	**219.963.968**

20.3 Obligaciones Garantizadas

El desglose por monedas y vencimientos de las Obligaciones Garantizadas al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

- Resumen de Obligaciones Garantizadas por Monedas y Vencimientos

Al 31 de diciembre de 2014 no existen obligaciones garantizadas.

				Corriente			No Corriente					
				Vencimiento			Vencimiento					
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal Anual	Garantía	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total 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$	Total No Corriente al 31/12/2013 M$
Perú	Soles	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 corrientes y no corrientes al 31 de diciembre de 2014 asciende a M$ 3.009.493.067 (M$ 3.006.275.851 al 31 de diciembre de 2013). 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.h).

- Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

										31 de diciembre de 2014		
										Corriente M$		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	Si	-	-	-
					Totales Bonos Garantizados					**-**	**-**	**-**
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 1ª	Brasil	Real	11,69%	11,87%	No	-	13.508.284	13.508.284
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª	Brasil	Real	14,63%	14,82%	No	-	2.206.338	2.206.338
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª	Brasil	Real	11,50%	11,67%	No	-	97.895	97.895
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bonos 2ª	Brasil	Real	12,65%	12,80%	No	-	2.627.046	2.627.046
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjero	Bonos 1ª	Brasil	Real	11,60%	11,67%	No	-	3.842.192	3.842.192
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B102	Colombia	$ Col	8,31%	8,06%	No	419.979	-	419.979
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B103	Colombia	$ Col	8,57%	8,31%	No	106.657	-	106.657
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B604	Colombia	$ Col	6,89%	6,72%	No	341.784	-	341.784
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B5-13	Colombia	$ Col	6,89%	6,72%	No	447.227	-	447.227
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B12-13	Colombia	$ Col	7,80%	7,58%	No	530.570	-	530.570
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	Bonos B7-14	Colombia	$ Col	6,49%	6,34%	No	64.396	-	64.396
Extranjera	Codensa	Colombia	Extranjera	B8	Colombia	$ Col	8,75%	8,48%	No	-	-	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 1	Brasil	Real	11,54%	11,54%	No	-	12.502.318	12.502.318
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Itaú 2	Brasil	Real	13,47%	13,47%	No	-	1.168.497	1.168.497
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	No	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	No	-	8.008	8.008
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	No	156.702	-	156.702
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	No	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	6,44%	6,34%	No	165.699	-	165.699
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	9,20%	9,00%	No	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	7,93%	7,78%	No	171.325	-	171.325
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Continental	Perú	US$	7,25%	7,13%	No	3.977.405	-	3.977.405
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,73%	6,63%	No	184.210	-	184.210
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,09%	6,00%	No	100.099	-	100.099
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,57%	6,47%	No	165.694	-	165.694
Extranjera	Edegel S.A.A	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	5,86%	5,78%	No	87.681	-	87.681
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Fondo -Fosersoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	No	-	6.118.518	6.118.518
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	No	73.257	-	73.257
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	No	-	85.449	85.449
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	No	199.141	-	199.141
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	No	-	109.072	109.072
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,56%	6,46%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	No	182.794	-	182.794
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	No	-	4.106.563	4.106.563
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	No	-	4.104.101	4.104.101
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,81%	6,70%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	No	189.306	8.118.559	8.307.865
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	No	-	17.072	17.072
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	No	181.145	-	181.145
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	No	5.176.988	-	5.176.988
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	No	131.609	-	131.609
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,44%	5,37%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	42.509	42.509
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,06%	6,94%	No	-	89.590	89.590
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	No	-	59.762	59.762
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	No	223.930	-	223.930
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	No	241.654	-	241.654
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	No	185.078	-	185.078
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	No	-	73.293	73.293
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	No	-	99.791	99.791

31 de diciembre de 2014									31 de diciembre de 2013					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	-	-	4.828.233	-	4.828.233	-	-	-	-	-	-
-		**-**	**-**	**-**	**-**	**4.828.233**	**-**	**4.828.233**	**-**		**-**	**-**	**-**	**-**
13.392.075	-	-	-	-	13.392.075	-	108.915	108.915	12.783.581	12.588.324	-	-	-	25.371.905
16.792.364	17.045.383	17.045.383	-	-	50.883.130	-	1.996.222	1.996.222	-	15.535.408	31.070.822	-	-	46.606.230
11.183.110	11.446.218	-	-	-	22.629.328	-	91.511	91.511	-	11.124.275	11.124.275	-	-	22.248.550
-	26.615.437	26.615.443	26.615.443	-	79.846.323	-	2.376.949	2.376.949	-	-	48.281.610	-	24.257.703	72.539.313
-	22.666.150	22.706.738	22.651.006	-	68.023.894	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	99.597.748	-	-	-	99.597.748	353.344	-	353.344	-	-	106.178.766	-	-	106.178.766
-	-	20.393.652	-	-	20.393.652	90.271	-	90.271	-	-	-	-	21.761.387	21.761.387
36.963.495	-	-	-	-	36.963.495	273.780	-	273.780	-	39.442.515	-	-	-	39.442.515
-	-	46.308.886	-	-	46.308.886	358.244	-	358.244	-	-	-	49.414.670	-	49.414.670
-	-	-	-	49.286.360	49.286.360	439.500	-	439.500	-	-	-	-	52.591.832	52.591.832
-	-	-	-	47.160.321	47.160.321	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	68.315.341	-	68.315.341	-	-	-	-	-	-
11.904.066	-	-	-	-	11.904.066	-	493.794	493.794	11.485.383	11.345.123	-	-	-	22.830.506
27.069.558	27.179.554	27.195.944	-	-	81.445.056	-	1.045.126	1.045.126	-	24.824.490	24.782.281	24.831.076	-	74.437.847
-	-	-	-	-	-	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
-	-	-	-	-	-	-	27.392	27.392	5.634.886	-	-	-	-	5.634.886
3.653.351	-	-	-	-	3.653.351	134.049	-	134.049	-	3.380.931	-	-	-	3.380.931
3.044.460	-	-	-	-	3.044.460	67.795	-	67.795	-	2.817.442	-	-	-	2.817.442
-	-	-	-	10.148.198	10.148.198	-	79.078	79.078	-	-	-	-	9.391.474	9.391.474
-	-	-	-	10.148.198	10.148.198	184.291	-	184.291	-	-	-	-	9.391.474	9.391.474
-	-	-	-	8.118.559	8.118.559	-	100.939	100.939	-	-	-	-	7.513.179	7.513.179
-	-	-	-	-	-	-	5.583.707	5.583.707	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	9.773.549	9.773.549	-	-	-	-	-	-
5.520.620	-	-	-	-	5.520.620	169.163	-	169.163	-	5.108.962	-	-	-	5.108.962
-	-	-	-	-	-	-	43.758	43.758	-	3.756.589	-	-	-	3.756.589
-	-	-	-	-	-	-	41.479	41.479	3.756.589	-	-	-	-	3.756.589
-	-	-	-	-	-	-	4.710.843	4.710.843	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	175.190	-	175.190	7.513.179	-	-	-	-	7.513.179
5.074.099	-	-	-	-	5.074.099	-	15.799	15.799	-	4.695.737	-	-	-	4.695.737
-	-	-	-	6.088.919	6.088.919	167.638	-	167.638	-	-	-	-	5.634.884	5.634.884
-	-	-	-	-	-	112.121	-	112.121	4.678.832	-	-	-	-	4.678.832
-	-	-	4.059.279	-	4.059.279	121.796	-	121.796	-	-	-	-	3.756.589	3.756.589
-	-	-	-	-	-	-	4.950.531	4.950.531	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	4.908.517	4.908.517	-	-	-	-	-	-
-	4.059.279	-	-	-	4.059.279	-	39.340	39.340	-	-	3.756.589	-	-	3.756.589
-	6.088.919	-	-	-	6.088.919	-	82.909	82.909	-	-	5.634.884	-	-	5.634.884
-	-	-	-	8.118.559	8.118.559	-	59.831	59.831	-	-	-	-	7.513.179	7.513.179
-	-	-	-	10.148.198	10.148.198	207.232	-	207.232	-	-	-	-	9.391.474	9.391.474
-	-	-	-	10.148.198	10.148.198	223.634	-	223.634	-	-	-	-	9.391.474	9.391.474
-	-	-	-	7.205.221	7.205.221	171.277	-	171.277	-	-	-	-	6.667.946	6.667.946
-	-	-	-	10.148.198	10.148.198	67.827	-	67.827	-	-	-	-	9.391.474	9.391.474
-	-	-	-	12.177.838	12.177.838	92.349	-	92.349	-	-	-	-	11.269.768	11.269.768

										31 de diciembre de 2014		
										Corriente M$		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	Garantía	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	No	-	306.923	306.923
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	-	38.627	38.627
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	No	-	59.304	59.304
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	No	291.845	-	291.845
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjero	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,81%	4,76%	No	135.607	-	135.607
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A5	Colombia	$ Col	5,54%	5,43%	No	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A-10	Colombia	$ Col	8,87%	8,59%	No	54.029.298	-	54.029.298
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos A102	Colombia	$ Col	8,87%	8,59%	No	10.288.151	-	10.288.151
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B-103	Colombia	$ Col	8,99%	8,99%	No	3.361.512	-	3.361.512
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B10	Colombia	$ Col	9,64%	9,31%	No	530.887	-	530.887
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B15	Colombia	$ Col	9,96%	9,61%	No	190.004	-	190.004
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos E5-09	Colombia	$ Col	9,10%	8,80%	No	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B09-09	Colombia	$ Col	9,77%	9,43%	No	1.307.418	-	1.307.418
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B12	Colombia	$ Col	9,97%	9,62%	No	547.749	-	547.749
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos exterior	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	No	2.180.810	-	2.180.810
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos quimbo	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	No	15.671.786	-	15.671.786
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10	Colombia	$ Col	7,30%	7,11%	No	282.892	-	282.892
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B15	Colombia	$ Col	7,42%	7,22%	No	191.716	-	191.716
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	$ Col	8,83%	8,55%	No	455.387	-	455.387
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	$ Col	8,06%	7,82%	No	174.976	-	174.976
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-13	Colombia	$ Col	8,06%	7,82%	No	56.716	-	56.716
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	$ Col	7,95%	7,73%	No	403.310	-	403.310
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	$ Col	7,62%	7,41%	No	443.930	-	443.930
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	$ Col	7,19%	7,01%	No	295.149	-	295.149
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Extranjero	Bonos B6-14	Colombia	$ Col	7,19%	7,01%	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
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US$	7,69%	7,38%	No	-	-	-
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US$	7,76%	7,40%	No	-	934.411	934.411
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Extranjera	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	No	-	2.863	2.863
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	97.004.000-5	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	No	1.523.693	1.592.377	3.116.070
					Totales Bonos No Garantizados					**116.915.693**	**192.009.426**	**308.925.119**

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.

31 de diciembre de 2014									31 de diciembre de 2013					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
-	-	-	-	20.296.397	20.296.397	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	12.177.838	12.177.838	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	20.296.397	-	20.296.397	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	16.237.118	16.237.118	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	9.945.234	-	-	-	9.945.234	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	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
-	-	-	-	-	-	199.389.819	-	199.389.819	-	-	-	-	-	-
153.936.502	-	-	-	-	153.936.502	-	807.913	807.913	-	134.528.116	-	-	-	134.528.116
-	-	-	-	520.592	520.592	-	2.476	2.476	-	-	-	-	450.115	450.115
3.222.604	3.407.908	3.603.860	3.811.083	9.689.970	23.735.425	-	2.799.311	2.799.311	-	-	-	-	25.120.127	25.120.127
309.011.927	**276.500.977**	**230.670.044**	**207.213.267**	**1.542.021.778**	**2.565.417.993**	**325.820.120**	**81.592.687**	**407.412.807**	**226.705.942**	**284.495.968**	**281.905.097**	**143.678.300**	**1.242.987.615**	**2.179.772.922**

- Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

								31 de diciembre de 2014		
								Corriente M$		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
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
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,55%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,64%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,50%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,58%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,13%	43.995	-	43.995
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,79%	16.223	-	16.223
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,65%	29.007	19.417	48.424
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	102.834	314.402	417.236
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,89%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	83.365	236.019	319.384
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	73.417	218.216	291.633
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	68.973	206.240	275.213
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	58.734	184.498	243.232
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Comafi	Argentina	$ Arg	40,02%	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Comafi	Argentina	$ Arg	37,78%	-	-	-
Extranjera	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	5,80%	1.640.658	4.921.975	6.562.633
			Totales Leasing					**4.239.710**	**13.883.714**	**18.123.424**

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

- Individualización de Otras Obligaciones

								31 de diciembre de 2014		
								Corriente M$		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Rut Entidad Acreedora	Nombre del Acreedor	País Entidad Acreedora	Tipo de Moneda	Tasa de interés nominal	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,51%	320.904	960.799	1.281.703
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Bndes	Brasil	Real	8,54%	6.342.861	17.834.053	24.176.914
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Extranjero	Banco Scotiabank	Perú	US$	0,78%	-	-	-
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,46%	-	538.196	538.196
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,82%	1.284.981	3.646.330	4.931.311
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,19%	588.874	1.752.419	2.341.293
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US$	4,25%	14.875	-	14.875
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	7,28%	1.845.632	5.157.750	7.003.382
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,96%	-	1.160.712	1.160.712
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	11,96%	-	1.074.175	1.074.175
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	6,52%	-	-	-
Extranjera	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Internacional	Argentina	US$	5,27%	-	-	-
Extranjera	Dock Sud	Argentina	Extranjero	YPF Argentina	Argentina	US$	3,27%	-	-	-
Extranjera	Dock Sud	Argentina	Extranjero	PAN American Energy	Argentina	US$	3,27%	-	-	-
Extranjera	Dock Sud	Argentina	Extranjero	Repsol International Finance	Argentina	US$	3,91%	-	-	-
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	$ Arg	30,00%	32.719	-	32.719
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
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	$ Arg	23,54%	513.496	-	513.496
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US$	2,33%	-	331.928	331.928
			Totales Otros					**10.944.342**	**37.947.650**	**48.891.992**

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

31 de diciembre de 2014									31 de diciembre de 2013					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
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
-	-	-	-	-	-	130.881	-	130.881	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	72.347	72.864	145.211	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	17.730	17.889	35.619	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	460.878	686.085	1.146.963	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	50.071	119.557	169.628	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	116.807	355.674	472.481	40.535	-	-	-	-	40.535
-	-	-	-	-	-	21.463	65.638	87.101	14.984	-	-	-	-	14.984
-	-	-	-	-	-	25.830	77.681	103.511	44.603	-	-	-	-	44.603
107.597	-	-	-	-	107.597	93.488	280.431	373.919	390.532	-	-	-	-	390.532
-	-	-	-	-	-	-	-	-	24	-	-	-	-	24
256.430	-	-	-	-	256.430	-	-	-	-	-	-	-	-	-
308.894	-	-	-	-	308.894	-	-	-	-	-	-	-	-	-
291.802	-	-	-	-	291.802	-	-	-	-	-	-	-	-	-
258.191	-	-	-	-	258.191	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	54.422	73.450	127.872	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	16.428	27.460	43.888	-	-	-	-	-	-
6.562.631	6.562.633	6.562.633	6.562.633	16.811.128	43.061.658	-	4.681.911	4.681.911	4.703.101	8.149.971	4.776.938	5.082.278	21.464.788	44.177.076
18.629.057	**21.435.970**	**8.230.583**	**8.339.000**	**27.026.564**	**83.661.174**	**2.408.209**	**11.638.694**	**14.046.903**	**13.748.641**	**16.787.479**	**17.734.694**	**6.618.165**	**32.395.729**	**87.284.708**

31 de diciembre de 2014									31 de diciembre de 2013					
No Corriente M$						Corriente M$			No Corriente M$					
Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente	Menos de 90 días	más de 90 días	Total Corriente	Uno a Dos Años	Dos a Tres Años	Tres a Cuatro Años	Cuatro a Cinco Años	Más de Cinco Años	Total No Corriente
1.250.075	1.161.274	845.534	363.042	544.563	4.164.488	312.100	932.977	1.245.077	1.243.685	1.214.916	1.128.612	821.752	882.077	5.291.042
23.778.737	23.778.737	19.359.315	14.939.893	15.331.146	97.187.828	3.253.636	14.562.362	17.815.998	23.109.924	23.109.923	23.109.924	18.814.804	29.419.619	117.564.194
-	-	-	-	-	-	635	-	635	-	-	-	-	-	-
538.196	538.196	538.196	538.196	269.098	2.421.882	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4.861.773	4.861.773	4.861.773	1.215.443	-	15.800.762	3.443.419	10.247.190	13.690.609	4.725.027	4.725.030	4.725.028	4.725.028	1.181.259	20.081.372
2.278.359	2.091.086	1.955.381	1.810.372	3.770.223	11.905.421	624.659	1.864.973	2.489.632	2.487.059	2.426.391	2.244.385	2.112.498	5.928.801	15.199.134
-	-	-	-	1.688.327	1.688.327	13.448	36.224	49.672	-	-	-	-	1.447.118	1.447.118
6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.877.000	6.268.860	33.776.860	2.894.668	11.535.775	14.430.443	6.683.573	6.683.574	6.683.574	6.683.573	12.776.112	39.510.406
-	-	-	-	-	-	919.318	-	919.318	-	-	-	-	-	-
17.169.326	17.169.326	17.169.326	17.169.326	-	68.677.304	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	1.431.918	1.421.258	2.853.176	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	39.208.345	39.208.345	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	2.381.532	2.381.532	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	4.786.694	4.786.694	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	1.551.476	1.551.476	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
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
9.409.124	-	-	-	-	9.409.124	-	-	-	975.589	-	-	-	-	975.589
-	-	-	-	-	-	-	281.066	281.066	-	-	-	-	-	-
73.525.267	**63.840.070**	**58.969.203**	**47.446.041**	**27.872.217**	**271.652.798**	**113.044.118**	**90.981.341**	**204.025.459**	**40.672.500**	**38.159.834**	**37.891.523**	**33.157.655**	**51.634.986**	**201.516.498**

20.4 Deuda de Cobertura

De la deuda en dólares estadounidenses del Grupo, 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 (M$ 754.177.869 al 31 de diciembre de 2013) (véase Nota 3.n).

El movimiento al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 en el rubro "Reservas de coberturas de flujo de caja" por las diferencias de cambio de esta deuda ha sido el siguiente:

	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2012
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al inicio del ejercicio, neto	**2.415.439**	**37.372.801**	**30.554.503**
Diferencias de cambio registradas en patrimonio, neto	(31.401.584)	(24.792.601)	17.591.453
Imputación de diferencias de cambio a ingresos, neto	(10.086.797)	(10.087.806)	(10.657.638)
Diferencias de conversión	289.343	(76.955)	(115.517)
Saldo en reservas de coberturas (hedge ingresos) al final del ejercicio, neto	**(38.783.599)**	**2.415.439**	**37.372.801**

20.5 Otros Aspectos

Al 31 de diciembre de 2014 el Grupo Enersis disponía de líneas de crédito de largo plazo disponibles en forma incondicional, por M$ 353.263.488 (M$ 208.900.680 al 31 de diciembre de 2013).

Nota 21
Politica de Gestión de Riesgos

Las empresas del Grupo Enersis 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 Enersis.

21.1 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 86% 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 Enersis según tasa de interés fija 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	86%	72%
Tasa de interés variable	14%	28%
Total	**100%**	**100%**

21.2 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 y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis 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.

21.3 Riesgo de Commodities

El Grupo Enersis 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 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.

21.4 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 20 y 22, y Anexo 4).

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M$ 1.704.745.491 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 353.263.488 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M$ 1.606.387.569 en efectivo y medios equivalentes y M$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

21.5 Riesgo de Crédito

El Grupo Enersis realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por Cobrar Comerciales:

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

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

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

Activos de Carácter Financiero:

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

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

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

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

Medición del Riesgo

El Grupo Enersis 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 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:

	Saldo al	
Posiciones financieras	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Tipo de interés	33.135.363	17.236.855
Tipo de cambio	1.065.881	3.074.168
Correlación	(1.187.257)	(390.965)
Total	**33.013.987**	**19.920.058**

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

Nota 22

Instrumentos Financieros

22.1 Clasificación de Instrumentos Financieros de Activo por Naturaleza y Categoría

a) El detalle de los instrumentos financieros de activo, clasificados por naturaleza y categoría, al 31 de diciembre de 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 derivados	7.061.715	-	-	-	-	1.414.588
Otros activos de carácter financiero	-	52.677.337	38.301.763	1.700.128.243	-	-
Total Corriente	**7.061.715**	**52.677.337**	**38.301.763**	**1.700.128.243**	**-**	**1.414.588**
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.306.227	-
Instrumentos derivados	22.002	-	-	-	-	7.229.290
Otros activos de carácter financiero	-	-	26.340.396	292.128.280	492.923.605	-
Total No Corriente	**22.002**	**-**	**26.340.396**	**292.128.280**	**497.229.832**	**7.229.290**
Total	**7.083.717**	**52.677.337**	**64.642.159**	**1.992.256.523**	**497.229.832**	**8.643.878**

	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 derivados	4.107.362	-	-	-	-	25.142.725
Otros activos de carácter financiero	-	163.288.698	588.490.652	1.163.756.682	-	-
Total Corriente	**4.107.362**	**163.288.698**	**588.490.652**	**1.163.756.682**	**-**	**25.142.725**
Instrumentos de patrimonio	-	-	-	-	4.158.231	-
Instrumentos derivados	-	-	-	-	-	4.403.506
Otros activos de carácter financiero	-	-	34.867.362	223.045.673	448.107.319	-
Total No Corriente	**-**	**-**	**34.867.362**	**223.045.673**	**452.265.550**	**4.403.506**
Total	**4.107.362**	**163.288.698**	**623.358.014**	**1.386.802.355**	**452.265.550**	**29.546.231**

b) El detalle de los instrumentos financieros de pasivo, clasificados por naturaleza y categoría, al 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	-	-	418.266.381	-
Instrumentos derivados	2.544.239	-	-	995.059
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	2.432.557.572	-
Total Corriente	2.544.239	-	2.850.823.953	995.059
Préstamos que devengan interés	-	-	3.167.948.954	-
Instrumentos derivados	6.286.982	-	-	114.861.592
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	159.385.521	-
Total No Corriente	6.286.982	-	3.327.334.475	114.861.592
Total	**8.831.221**	**-**	**6.178.158.428**	**115.856.651**

	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	4.393.053	-	783.530.545	-
Instrumentos derivados	1.410.556	-	-	117.341.051
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	1.719.415.924	-
Total Corriente	5.803.609	-	2.502.946.469	117.341.051
Préstamos que devengan interés	4.707.155	-	2.688.310.192	-
Instrumentos derivados	-	-	-	97.231.764
Otros pasivos de carácter financiero	-	-	23.063.878	-
Total No Corriente	4.707.155	-	2.711.374.070	97.231.764
Total	**10.510.764**	**-**	**5.214.320.539**	**214.572.815**

22.2 Instrumentos Derivados

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

La compañía clasifica sus coberturas en:

- **Coberturas de flujos de caja:** Aquellas que permiten cubrir los flujos de caja del subyacente cubierto.
- **Coberturas de valor razonable:** Aquellas que permiten cubrir el valor razonable del subyacente cubierto.
- **Derivados no cobertura:** Aquellos derivados financieros que no cumplen los requisitos establecidos por las NIIF para ser designados como instrumentos de cobertura, se registran a valor razonable con cambios en resultados (activos financieros mantenidos para negociar).

a) Activos y Pasivos por Instrumentos Derivados de Cobertura

Al 31 de diciembre de 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:	193.246	3.533.655	14.637	582.788	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984
Cobertura flujos de caja	193.246	3.533.655	14.637	582.788	4.013.126	4.393.690	1.245.586	1.079.984
Cobertura de tipo de cambio:	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805	21.129.599	9.816	116.095.465	96.151.780
Cobertura de flujos de caja	1.221.342	3.695.636	980.421	114.278.805	21.129.599	9.816	116.081.484	94.681.404
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	13.981	1.470.376
TOTAL	**1.414.588**	**7.229.291**	**995.058**	**114.861.593**	**25.142.725**	**4.403.506**	**117.341.051**	**97.231.764**

- Información General Relativa a Instrumentos derivados de cobertura

A continuación se detallan los instrumentos de derivados financieros de cobertura y subyacente asociado:

Con relación a las coberturas de flujo de caja, al 31 de diciembre de 2014 y 2013 el grupo no ha reconocido ganancias o pérdidas por inefectividad.

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 31-12-2014 M$	Valor Razonable de Instrumentos contra los que se cubre 31-12-2013 M$
SWAP	Tasa de Interés	Préstamos Bancarios	3.129.476	6.081.246
SWAP	Tipo de cambio	Préstamos Bancarios	-	(1.484.357)
SWAP	Tipo de cambio	Obligaciones No Garantizadas (Bonos)	(110.342.248)	(189.623.473)

En las coberturas de valor razonable el monto registrado en el estado de resultados del instrumento derivado y su partida subyacente ha sido la siguiente:

	31 de diciembre de 2014		31 de diciembre de 2013		31 de diciembre de 2012	
	Ingresos M$	Gastos M$	Ingresos M$	Gastos M$	Ingresos M$	Gastos M$
Instrumento derivado	610.861	-	697.443	-	381.011	-
Partida subyacente	-	1.090.341	-	1.556.853	-	2.167.393
TOTAL	**610.861**	**1.090.341**	**697.443**	**1.556.853**	**381.011**	**2.167.393**

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$	Corriente M$	No Corriente M$	No Corriente M$	Corriente M$	Corriente M$	No Corriente M$	No Corriente M$
Instrumentos derivados de no cobertura	7.061.715	2.544.239	22.002	6.286.982	4.107.362	1.410.556	-	-

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 nocionales o contractuales:

	31 de diciembre de 2014							
		Valor nocional						
Derivados financieros	Valor razonable M$	Antes de 1 Año M$	1-2 Años M$	2-3 Años M$	3-4 Años M$	4-5 Años M$	Posteriores M$	Total M$
Cobertura de tipo de interés:	3.129.476	19.580.330	46.306.386	34.138.973	-	-	-	100.025.689
Cobertura de flujos de caja	3.129.476	19.580.330	46.306.386	34.138.973	-	-	-	100.025.689
Cobertura de tipo de cambio:	(110.342.248)	7.029.775	233.262.249	-	-	260.451.370	-	500.743.394
Cobertura de flujos de caja	(110.342.248)	7.029.775	233.262.249	-	-	260.451.370	-	500.743.394
Cobertura de valor razonable	-	-	-	-	-	-	-	-
Derivados no designados contablemente de cobertura	(1.747.504)	133.409.820	46.908.791	45.078.924	19.426.499	-	-	244.824.034
TOTAL	**(108.960.276)**	**160.019.925**	**326.477.426**	**79.217.897**	**19.426.499**	**260.451.370**	**-**	**845.593.117**

	31 de diciembre de 2013							
		Valor nocional						
Derivados financieros	Valor razonable M$	Antes de 1 Año M$	1-2 Años M$	2-3 Años M$	3-4 Años M$	4-5 Años M$	Posteriores M$	Total M$
Cobertura de tipo de interés:	6.081.246	127.289.996	33.022.809	42.602.326	20.964.119	-	-	223.879.250
Cobertura de flujos de caja	6.081.246	127.289.996	33.022.809	42.602.326	20.964.119	-	-	223.879.250
Cobertura de tipo de cambio:	(191.107.830)	528.667.695	2.681.268	220.782.813	-	-	-	752.131.776
Cobertura de flujos de caja	(189.623.473)	527.137.107	1.041.243	220.782.813	-	-	-	748.961.163
Cobertura de valor razonable	(1.484.357)	1.530.588	1.640.025	-	-	-	-	3.170.613
Derivados no designados contablemente de cobertura	2.696.806	294.635.535	-	-	-	-	-	294.635.535
TOTAL	**(182.329.778)**	**950.593.226**	**35.704.077**	**263.385.139**	**20.964.119**	**-**	**-**	**1.270.646.561**

El monto nocional contractual de los contratos celebrados no representa el riesgo asumido por el Grupo, ya que este monto únicamente responde a la base sobre la que se realizan los cálculos de la liquidación del derivado.

22.3 Jerarquías del Valor Razonable

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera, se clasifican jerárquicamente según los criterios expuestos en Nota 3.g.5.

La siguiente tabla presenta los activos y pasivos financieros que son medidos a valor razonable al 31 de diciembre de 2014 y 2013:

		Valor razonable medido al final del período 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	8.643.879	-	8.643.879	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	7.083.717	-	7.083.717	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	52.677.337	52.677.337	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	493.285.774	362.169	492.923.605	-
Total	**561.690.707**	**53.039.506**	**508.651.201**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	115.856.651	-	115.856.651	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	8.831.221	-	8.831.221	-
Total	**124.687.872**	**-**	**124.687.872**	**-**

		Valor razonable medido al final del período de reporte utilizando:		
Instrumentos financieros medidos a valor razonable	31/12/13 M$	Nivel 1 M$	Nivel 2 M$	Nivel 3 M$
Activos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	29.546.231	-	29.546.231	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	4.107.362	-	4.107.362	-
Activos financieros a valor razonable con cambio en resultado	163.288.698	163.288.698	-	-
Activos Financieros disponibles para la venta largo plazo	448.136.514	29.195	448.107.319	-
Total	645.078.805	**163.317.893**	**481.760.912**	**-**
Pasivos Financieros				
Derivados financieros designados como cobertura de flujo de caja	213.088.458	-	213.088.458	-
Derivados financieros designados como cobertura de valor razonable	1.484.357	-	1.484.357	-
Derivados financieros no designados contablemente como cobertura	1.410.556	-	1.410.556	-
Préstamos que devengan interés corto plazo	4.393.053	-	4.393.053	-
Préstamos que devengan interés largo plazo	4.707.155	-	4.707.155	-
Total	**225.083.579**	**-**	**225.083.579**	**-**

22.3.1 A continuación se detalla una Conciliación entre los Saldos de Apertura y Cierre, para aquellos Instrumentos Financieros cuya Valorización a Valor Razonable califica con Nivel 3:

Préstamos que devengan interés de largo plazo	M$
Saldo al 1 de enero de 2013	2.022.260
Utilidad imputada en resultado financiero	(2.022.260)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	-
Utilidad 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 previsibles 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 23

Cuentas por Pagar Comerciales y otras Cuentas por Pagar Corrientes

El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Acreedores comerciales	822.851.379	503.498.609	7.147.088	-
Otras cuentas por pagar	1.466.025.571	1.011.505.045	152.238.433	23.063.878
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**2.288.876.950**	**1.515.003.654**	**159.385.521**	**23.063.878**

El detalle de Acreedores Comerciales y Otras Cuentas por Pagar al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

			No corrientes	
	Corrientes		Uno a cinco años	
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Proveedores por compra de energía	762.931.782	473.475.615	7.147.088	-
Proveedores por compra de combustibles y gas	59.919.597	30.022.994	-	-
Cuentas por pagar bienes y servicios	792.235.405	577.763.247	111.531.445	-
Dividendos por pagar a participaciones no controladoras	327.360.126	171.536.664	-	-
Multas y reclamaciones (*)	98.470.156	84.104.347	-	-
Obligaciones investigación y desarrollo	18.071.828	21.530.534	24.157.710	16.772.447
Impuestos o Tributos distintos a la Renta	97.531.854	98.245.616	7.304.354	126.137
Contrato Mitsubishi (LTSA)	34.214.611	24.837.227	-	-
Obligaciones programas sociales	12.869.529	9.647.096	-	-
Intereses por pagar con acreedores comerciales	44.497.783	7.753.216	-	-
Otras cuentas por pagar	40.774.279	16.087.098	9.244.924	6.165.294
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	**2.288.876.950**	**1.515.003.654**	**159.385.521**	**23.063.878**

La descripción de la política de gestión de riesgo de liquidez se expone en nota 21.4.

(*) Corresponde principalmente a multas y reclamaciones del ejercicio actual y anteriores que nuestra filial argentina Edesur S.A. ha recibido del ente regulador por calidad de servicio comercial, calidad del producto técnico y seguridad vía pública. Estas multas no se han cancelado, ya que algunas están suspendidas por el Acta Acuerdo firmada en el año 2007 con el Gobierno Argentino y otras están a la espera de la Revisión Tarifaria Integral (RTI) (ver nota 4.2).

El detalle de los acreedores comerciales con pagos al día y pagos vencidos al 31 de diciembre de 2014 y 2013 se expone en anexo 7.

Nota 24
Provisiones

a) El desglose de este rubro al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente:

	Corrientes		No corrientes	
Provisiones	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Por reclamaciones legales	58.620.425	56.337.107	165.347.715	164.694.598
Por desmantelamiento o restauración (1)	568.465	-	31.647.729	24.109.594
Por proveedores y servicios	6.245.568	2.543.067	-	-
Provisión Medio Ambiente	9.675.454	12.139.002	248.397	5.163.161
Otras provisiones	15.112.772	16.290.187	-	-
Total	**90.222.684**	**87.309.363**	**197.243.841**	**193.967.353**

(1) Ver nota 3a

b) El movimiento de las provisiones al 31 de diciembre de 2014 es el siguiente:

Movimientos en Provisiones	Por Garantía M$	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento o Restauración M$	Otras Provisiones M$	Total M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2014	-	221.031.705	24.109.594	36.135.417	281.276.716
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	-	6.857.384	-	6.857.384
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	46.561.327	15.850	25.802.254	72.379.431
Provisión Utilizada	-	(41.501.294)	-	(9.941.920)	(51.443.214)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	13.396.466	1.135.525	33.735.093	48.267.084
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	-	2.742.310	97.841	(8.494.789)	(5.654.638)
Otro Incremento (Decremento)	-	(18.262.374)	-	(45.953.864)	(64.216.238)
Total Movimientos en Provisiones	-	2.936.435	8.106.600	(4.853.226)	6.189.809
Saldo Final al 31 de diciembre de 2014	**-**	**223.968.140**	**32.216.194**	**31.282.191**	**287.466.525**

Movimientos en Provisiones	Por Garantía M$	Por Reclamaciones Legales M$	Por Desmantelamiento o Restauración M$	Otras Provisiones M$	Total M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	-	187.378.105	20.475.846	33.063.273	240.917.224
Movimientos en Provisiones					
Provisiones Adicionales	-	-	2.176.598	-	2.176.598
Incremento (Decremento) en Provisiones Existentes	-	30.020.151	14.952	28.019.971	58.055.074
Adquisiciones Mediante Combinaciones de Negocios	-	9.403.960	357.755	-	9.761.715
Provisión Utilizada	-	(23.712.842)	(207.158)	(21.999.415)	(45.919.415)
Incremento por Ajuste del Valor del Dinero en el Tiempo	-	18.085.233	1.216.334	19.256.130	38.557.697
Diferencia de Conversión Cambio de Moneda Extranjera	-	(9.039.781)	75.267	(8.375.698)	(17.340.212)
Otro Incremento (Decremento)	-	8.896.879	-	(13.828.844)	(4.931.965)
Total Movimientos en Provisiones	-	33.653.600	3.633.748	3.072.144	40.359.492
Saldo Final al 31 de diciembre de 2013	**-**	**221.031.705**	**24.109.594**	**36.135.417**	**281.276.716**

Nota 25
Obligaciones por Beneficios Post Empleo

25.1 Aspectos Generales:

Enersis y algunas de sus filiales radicadas en Chile, Brasil, Colombia, Perú y Argentina otorgan diferentes planes de beneficios post empleo bien a todos o a una parte de sus trabajadores activos o jubilados, los cuales se determinan y registran en los estados financieros siguiendo los criterios descritos en la nota 3. m.1. Estos beneficios se refieren principalmente a:

a) Beneficios de Prestación Definida:

- **Pensión complementaria:** Otorga al beneficiario el derecho a percibir un monto mensual que complementa la pensión que obtiene de acuerdo al régimen establecido por el respectivo sistema de seguridad social.
- **Indemnizaciones por años de servicios:** El beneficiario percibe un determinado número de sueldos contractuales en la fecha de su retiro. Este beneficio se hace exigible una vez que el trabajador ha prestado servicios durante un período mínimo de tiempo que, dependiendo de la compañía, varía en un rango desde 5 a 15 años.
- **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.

b) Otros Beneficios

- **Quinquenios:** Es un beneficio que tienen ciertos empleados cada 5 años y se devenga a partir del segundo año.
- **Cesantías:** Es una prestación social que se paga independientemente de que el empleado sea despedido o se retire. Este beneficio es de devengo diario y se liquida en el momento de terminación del contrato (aunque la ley permite hacer retiros parciales para vivienda y estudio).
- **Premios por antigüedad:** Existe un convenio de otorgar a los trabajadores ("sujetos al convenio colectivo") una gratificación extraordinaria por tiempo de servicios, en la oportunidad que el trabajador cumpla con acumular un período equivalente a cinco años de labor efectiva.

c) Beneficios de Aportación Definida:

La compañía realiza aportaciones definidas con el propósito de que el beneficiario reciba complementos adicionales por pensión de jubilación, invalidez o fallecimiento.

25.2 Aperturas, Movimientos y Presentación en Estados Financieros:

a Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, el saldo de las obligaciones post empleo por prestaciones definidas y el plan de activos relacionado se resume como sigue:

Cuentas Contables:

	Saldo al	
	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Obligaciones post empleo no corriente	269.930.412	238.514.991
Total Pasivo	269.930.412	238.514.991
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**269.930.412**	**238.514.991**

Conciliación con Cuentas Contables:

	Saldo al	
	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Obligaciones post empleo	588.148.279	521.850.486
(-) Plan de activos (*)	(368.008.708)	(322.830.274)
Total	**220.139.571**	**199.020.212**
Importe no reconocido debido al límite de los Activos del Plan (**)	33.710.733	39.494.779
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14) (***)	16.080.108	-
Total Obligaciones Post Empleo, neto	**269.930.412**	**238.514.991**

(*) Los activos afectos se corresponden únicamente con los compromisos de prestación definida otorgados por nuestras filiales radicadas en Brasil (Ampla y Coelce).

(**) En Coelce, actualmente ciertos planes de pensiones, presentan un superávit actuarial por un monto de M$ 33.710.733 al 31 de diciembre de 2014 (M$ 39.494.779 en 2013), Este superávit actuarial no fue reconocido como un activo, de acuerdo con la CINIIF 14 – EL Límite de un Activo por Beneficios Definidos, Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, ya que de acuerdo a las reglas de la Seguridad Social complementaria (SPC) - Resolución CGPC 26/2008, la plusvalía sólo puede ser utilizada por el patrocinador si la reserva para contingencia, en el balance de la Fundación, es reconocida por su porcentaje máximo (25% de las reservas), para garantizar la estabilidad financiera del plan en función de la volatilidad de estas obligaciones. Superando este límite, el excedente podrá ser utilizada por el patrocinador para reducir las aportaciones futuras o ser reembolsados al patrocinador. Para Coelce, esta proporción es inferior al 5% al 31 de diciembre 2014.

(***) En Ampla, al cierre de 2014 y de acuerdo a lo establecido por la CINIIF 14 – EL Límite de un Activo por Beneficios Definidos, la Obligación de Mantener un Nivel mínimo de Financiación y su Interacción, se ha registrado un monto de M$16.080.108 correspondiente a los contratos de deuda actuariales que la empresa firmó con Brasiletros (Institución de fondos de pensiones exclusivos para empleados y personal jubilado de Ampla), en vista de equiparar los déficit de ciertos planes de pensiones, ya que el patrocinador asume las responsabilidades de estos planes, de acuerdo con la legislación vigente.

A continuación se presenta el saldo registrado en el estado de situación financiera consolidado como consecuencia de la diferencia entre el pasivo actuarial por los compromisos de prestación definida y el valor razonable de los activos afectos al 31 de diciembre de 2014 y al cierre de los cuatro ejercicios anteriores:

	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$	31/12/11 M$	31/12/10 M$
Pasivo Actuarial	588.148.279	521.850.486	628.823.491	592.212.012	548.004.356
Activos Afectos	(368.008.708)	(322.830.274)	(393.880.165)	(366.137.888)	(377.239.859)
Diferencia	220.139.571	199.020.212	234.943.326	226.074.124	170.764.497
Limitación no reconocida debido al límite de los Activos del Plan	33.710.733	39.494.779	21.218.042	43.278.951	42.952.266
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	16.080.108	-	-	-	-
Transferencia a grupos mantenidos para la venta	-	-	-	-	(2.786.493)
Saldo Contable del Déficit por Pasivo Actuarial	**269.930.412**	**238.514.991**	**256.161.368**	**269.353.075**	**210.930.270**

b) Los montos registrados en los resultados consolidados integrales al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012 son los siguientes:

Total Gasto Reconocido en el Estado de Resultados Integrales	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Costo del servicio corriente de plan de prestaciones definidas	4.513.850	4.462.712	3.689.477
Costo por intereses de plan de prestaciones definidas	59.981.707	54.773.138	53.828.477
Ingresos por intereses activos del plan	(42.145.223)	(37.219.214)	(34.379.133)
Costos de Servicios Pasados	667.153	-	-
Costo por intereses de los elementos de techo de activo	5.348.952	2.422.955	-
Total gastos reconocidos en el estado de resultados	28.366.439	24.439.591	23.138.821
(Ganancias) pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	36.681.734	(6.351.518)	14.044.750
Total gastos reconocidos en el estado de resultados integrales	**65.048.173**	**18.088.073**	**37.183.571**

c) La presentación del pasivo actuarial neto al 31 de diciembre de 2014 y 2013 es el siguiente

Pasivo Actuarial Neto	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	**256.161.368**
Costo Neto por Intereses	19.976.881
Costos de los Servicios en el Período	4.462.712
Beneficios Pagados en el Período	(15.517.133)
Aportaciones del Período	(14.383.865)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(100.972.717)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	6.468.147
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	75.783.858
Cambios del Límite del Activo	15.853.780
Diferencias de Conversión	(9.318.040)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	**238.514.991**
Costo Neto por Intereses	23.185.436
Costos de los Servicios en el Período	5.181.003
Beneficios Pagados en el Período	(15.957.887)
Aportaciones del Período	(17.998.323)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Cambios del Límite de Activo	(12.687.133)
Financiamiento mínimo requerido (CINIIF 14)	16.080.108
Transferencias a Mantenidos para la Venta	(102.423)
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Diferencias de Conversión	(3.026.436)
Pasivo Actuarial Neto Final al 31 de diciembre de 2014	**269.930.412**

d) 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	**628.823.491**
Costo del servicio corriente	4.462.712
Costo por intereses	54.773.138
Aportaciones efectuadas por los participantes	1.137.338
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	(100.972.717)
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	6.468.147
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(24.305.459)
Contribuciones pagadas	(48.536.164)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	**521.850.486**
Costo del servicio corriente	4.513.850
Costo por intereses	59.981.707
Aportaciones efectuadas por los participantes	513.813
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en las suposiciones financieras	26.435.894
(Ganancias) pérdidas actuariales que surgen de cambios en los ajustes por experiencia	22.302.042
Diferencia de conversión de moneda extranjera	2.634.240
Contribuciones pagadas	(51.945.531)
Costo de Servicio pasado Obligación del Plan de Beneficios Definidos	667.153
Combinaciones de Negocios Obligación de Planes de Beneficios Definidos	1.297.048
Transferencias del personal	(102.423)
Saldo al 31 de diciembre de 2014	**588.148.279**

Al 31 de diciembre de 2014, el monto total del pasivo actuarial se corresponde en un 9,58% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas chilenas (8,25% a 31 de diciembre de 2013), en un 74,97% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas brasileñas (74,67% a 31 de diciembre de 2013), en un 12,81% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas colombianas (14,82% a 31 de diciembre 2013), en un 2,18% con compromisos de prestación definida otorgados por empresas argentinas (1,85% a 31 de diciembre de 2013) y el 0,46% restante con compromisos de prestación definida otorgados por empresas peruanas (0,41% a 31 de diciembre de 2013).

e) Los cambios en el valor razonable de los activos afectos a los planes es el siguiente:

Valor razonable del plan de activos	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	**(393.880.165)**
Ingresos por intereses	(37.219.214)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	75.783.858
Diferencia de conversión de moneda extranjera	14.987.419
Aportaciones del empleador	(1.137.338)
Aportaciones pagadas	(14.383.865)
Contribuciones pagadas	33.019.031
Saldo al 31 de diciembre de 2013	**(322.830.274)**
Ingresos por intereses	(42.145.223)
Rendimiento de los Activos del Plan Excluyendo Intereses	(13.293.908)
Diferencia de conversión de moneda extranjera	(7.214.811)
Aportaciones del empleador	(17.998.323)
Aportaciones pagadas	(513.813)
Contribuciones pagadas	35.987.644
Saldo al 31 de diciembre de 2014	**(368.008.708)**

f) Las principales categorías de los activos afectos a los planes es el siguiente:

	31/12/14		31/12/13	
Categoría de los Activos del Plan	M$	%	M$	%
Acciones (renta variable)	46.892.034	13%	52.901.001	16%
Activos de renta fija	270.067.933	73%	232.840.825	72%
Inversiones inmobiliarias	41.758.489	11%	24.609.293	8%
Otros	9.290.252	3%	12.479.155	4%
Total	**368.008.708**	**100%**	**322.830.274**	**100%**

g) Conciliación Techo del activo:

Conciliación Techo del Activo	M$
Saldo Inicial al 1 de enero de 2013	**21.218.042**
Intereses de Activo no reconocidos	2.422.955
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	17.475.375
Diferencias de Conversión	(1.621.593)
Saldo al 31 de diciembre de 2013	**39.494.779**
Intereses de Activo no reconocidos	5.348.952
Otras variaciones en el activo no reconocido debido al límite del activo	(12.687.133)
Diferencias de Conversión	1.554.135
Total Techo del Activo al 31 de diciembre de 2014	**33.710.733**

A continuación se presenta los activos afectos a los planes, invertidos en acciones, arriendos e inmuebles propios del Grupo.

	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Acciones	2	3
Inmuebles	24.699.453	21.899.207
Total	**24.699.455**	**21.899.210**

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		Brasil		Colombia		Argentina		Peru	
	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
Tasas de descuento utilizadas	4,60%	5,40%	12,52%	11,82% - 12,44%	7,04%	7,25%	5,50%	5,50%	6,35%	6,82%
Tasa esperada de incrementos salariales	4,00%	3,00%	9,18%	7,61%	4,00%	4,00%	0,00%	0,00%	3,00%	3,00%
Tablas de mortalidad	RV -2009	RV -2004	AT 2000	AT 2000	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$46.833.941 (M$41.964.612 al 31 de diciembre de 2013) en caso de un alza en la tasa, y un aumento de M$56.665.239 (M$49.310.554 al 31 de diciembre de 2013) en caso de una baja de la tasa.

- Aportación definida:
Las aportaciones realizadas a los planes de aportación definida, se registran directamente en el rubro "gastos de personal" en el estado de resultados consolidados. Los montos registrados por este concepto al 31 de diciembre de 2014 han ascendido a M$ 4.700.327 (M$ 3.140.681 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$ 38.179.137.

- Duración de los compromisos:
El promedio ponderado de la duración de las Obligaciones del Grupo corresponde a 11,9 años y el flujo previsto de prestaciones para los próximos 5 y más años es como sigue:

Años	M$
1	58.821.601
2	51.309.982
3	50.397.348
4	50.636.795
5	51.232.905
más de 5	238.162.020

Nota 26
Patrimonio

26.1 Patrimonio Atribuible a los Propietarios de la Controladora

26.1.1 Capital Suscrito y Pagado y Número de Acciones

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis celebrada el 20 de diciembre de 2012, se aprobó aumentar el capital en M$ 2.844.397.890, dividido en 16.441.606.297 acciones de pago nominativas ordinarias de una misma serie, sin preferencia y sin valor nominal.

Las formas de pago de dichas acciones fueron las siguientes:

a) Con un aporte no dinerario de Endesa, S.A. por un monto total de M$ 1.724.400.000 que corresponde a 9.967.630.058 acciones de Enersis, a un precio de $ 173 por acción.
   Para mayor detalle les de las participaciones aportadas por Endesa, S.A., ver Nota 6.
b) Con aporte en efectivo de participaciones no controladoras a un precio de $173 pesos chilenos por cada acción de pago.

Durante el período de opción preferente de suscripción de acciones, desde el 25 de febrero al 26 de marzo de 2013, se suscribieron y pagaron un total de 16.284.562.981 acciones, equivalente a un 99,04% del total de acciones autorizadas, quedando un total de 157.043.316 acciones no suscritas. De las acciones suscritas y pagadas 9.967.630.058 acciones correspondieron a Endesa, S.A. y 6.316.932.923 acciones a participaciones no controladoras, dentro de los cuales 1.675.441.700 se suscribieron en Estados unidos (33.508.834 ADR).

Con fecha 28 de marzo de 2013, se procedió al remate del remanente de 157.043.316 acciones por colocar, que fueron adjudicadas a un precio de $182,3 pesos. El monto total recaudado en el remate fue de M$ 28.628.996, que incluye un sobreprecio de colocación de acciones de M$1.460.503.

Con lo anterior, el capital de Enersis al 31 de diciembre de 2014 y 31 de diciembre de 2013 asciende a M$ 5.804.447.986 y M$ 5.669.280.725, respectivamente y está representado en 49.092.772.762 de acciones.

Al 31 de diciembre de 2014, todas las acciones emitidas por Enersis están suscritas y pagadas y admitidas a cotización en las Bolsa de Comercio de Santiago de Chile, Bolsa Electrónica de Chile, Bolsa de Valores de Valparaíso, Bolsa de Comercio de Nueva York (NYSE) y Bolsa de Valores Latinoamericanos de la Bolsa de Madrid (LATIBEX). Una situación similar ocurría al 31 de diciembre de 2013.

La prima de emisión corresponde al sobreprecio en colocación de acciones originado en las operaciones de aumento de capital ocurridas en los años 2003 y 1995. En el primer caso el sobreprecio ascendió a M$ 125.881.577, mientras que en el segundo el monto alcanzó los M$ 32.878.071.

El sobreprecio en colocación de acciones generado durante el proceso de aumento de capital concretado en 2013, que ascendió a M$ 1.460.503 según se señala más arriba, absorbió una parte de los gastos en la emisión y colocación de acciones generados en el proceso. (ver nota 26.5.c).

En Junta Extraordinaria de Accionistas de Enersis, de fecha 25 de noviembre de 2014, se aprobó una modificación a los estatutos de la sociedad, modificando el capital social aumentándolo en la cantidad de M$ 135.167.261. Este monto correspondía al saldo de la cuenta de "Prima de Emisión", una vez descontada la suma correspondiente a la cuenta "Costos de Emisión y Colocación de Acciones", incluida en otras Otras Reservas, sin realizar ninguna distribución a los accionistas como dividendo.

El capital de la Sociedad, luego de la modificación estatutaria antes indicada, quedó en la suma de M$ 5.804.447.986, dividido en el mismo número de acciones en que anteriormente se dividía el capital social, esto es, 49.092.772.762 acciones ordinarias, nominativas, de una misma serie y sin valor nominal.

Este cambio de estatutos se realizó para cumplimiento al artículo 26 de la Ley de Sociedades Anónimas y la Circular N° 1370 emitida por la SVS, modificada por la Circular N° 1736, para reconocer en el capital cambios producidos como consecuencia de los últimos aumentos de capital realizados en la Sociedad.

26.1.2 Dividendos

Con fecha 29 de febrero de 2012 el Directorio de Enersis acordó, por la unanimidad de sus miembros presentes, proponer a la Junta Ordinaria de Accionistas de Enersis. S.A., mantener el reparto del mismo porcentaje de utilidades efectuado el ejercicio anterior, esto es, el 50% de las utilidades líquidas de la Compañía, equivalente a $5,7497 por acción, al que le fue descontado el dividendo provisorio de $1,46560 por acción pagado en enero de 2012. En consecuencia, el monto repartido a los accionistas fue de $4,2841 por concepto de dividendo definitivo por acción de la Compañía. Lo anterior, modificó la política de dividendos vigente en la materia, que preveía el reparto de un dividendos del 55% de las utilidades líquidas de la compañía.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 26 de abril de 2012, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°84), y un dividendo adicional, correspondiente a un total de $5,74970. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°84 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°85 ascendente a $4,28410 por acción.

Con fecha 29 de noviembre de 2012 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 25 de enero de 2013 un dividendo provisorio N°86 de $1,21538 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2012, correspondiente al 15% del las utilidades liquidas calculadas al 30 de septiembre 2012, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En Junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 16 de abril de 2013, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el dividendo provisorio N°86), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de $4,25027 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N°86 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N°87 ascendente a $3,03489 por acción.

Con fecha 26 de noviembre de 2013 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 31 de enero de 2014 un dividendo provisorio N°88 de $1,42964 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2013, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2013, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

En junta Ordinaria de Accionistas celebrada el día 23 de abril de 2014, se acordó distribuir un dividendo mínimo obligatorio (parcialmente integrado por el Dividendo Provisorio N° 88, de $1,42964 por acción), y un dividendo adicional, que ascienden a un total de $ 329.257.075.000, que equivale a $6,70683 por acción. Atendido que el mencionado dividendo provisorio N° 88 ya fue pagado, se procedió a distribuir y pagar el remanente del dividendo definitivo N° 89 ascendente a $ 259.071.983.050, que equivale a $ 5,27719 por acción.

Con fecha 25 de noviembre de 2014 el Directorio acordó por la unanimidad de sus miembros asistentes, repartir con fecha 30 de enero de 2015 un dividendo provisorio N° 90 de $0,83148 por acción con cargo a los resultados del ejercicio 2014, correspondiente al 15% de las utilidades líquidas calculadas al 30 de septiembre 2014, de conformidad con la política de dividendos de la Compañía vigente.

El detalle de los dividendos pagados, en los últimos años, se resume como sigue:

N° Dividendo	Tipo de Dividendo	Fecha de Pago	Pesos por Acción	Imputado al Ejercicio
82	Provisorio	27/1/11	1,57180	2010
83	Definitivo	12/5/11	5,87398	2010
84	Provisorio	27/1/12	1,46560	2011
85	Definitivo	9/5/12	4,28410	2011
86	Provisorio	25/1/13	1,21538	2012
87	Definitivo	10/5/13	3,03489	2012
88	Provisorio	31/1/14	1,42964	2013
89	Definitivo	16/5/14	5,27719	2013
90	Provisorio	30/1/15	0,83148	2014

26.2 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:

Reservas por diferencias de cambio por conversión acumuladas	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Empresa Distribuidora Sur S.A.	(76.439.681)	(72.729.629)	(68.251.285)
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	130.582.841	154.005.545	22.285.125
Edelnor	36.743.627	16.231.253	6.517.665
Enel Brasil S.A.	(164.554.392)	(234.432.842)	(53.694.114)
Central Costanera S.A.	2.335.611	578.662	(2.677.497)
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	11.500.876	5.020.651	(646.559)
Emgesa S.A. E.S.P.	46.718.154	76.006.120	53.834.515
Hidroelectrica El Chocon S.A.	(30.145.604)	(26.372.986)	(19.040.997)
Generandes Perú S.A.	71.188.012	24.832.786	24.592.212
Emp. Eléctrica de Piura	7.321.905	3.379.674	-
Otros	(96.475)	(2.541.250)	(3.639.124)
TOTAL	**35.154.874**	**(56.022.016)**	**(40.720.059)**

26.3 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.

26.4 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 Endesa Chile, Ampla Energía, Coelce, Edelnor y Piura corresponden a M$ 1.091.973.013, M$ 583.355.577, M$ 103.197.317, M$ 172.560.058 y M$ 27.369.928, respectivamente.

26.5 Otras Reservas

Al 31 de diciembre de 2014 y 2013, 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	(56.022.016)	91.176.890	35.154.874
Coberturas de flujo de caja	(3.086.726)	(66.317.951)	(69.404.677)
Activos financieros disponibles para la venta	11.811	2.235	14.046
Otras reservas varias	(2.414.023.486)	(205.947.141)	(2.619.970.627)
TOTAL	**(2.473.120.417)**	**(181.085.967)**	**(2.654.206.384)**

	Saldo al 1 de enero de 2013 M$	Movimiento 2013 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2013 M$
Diferencias de cambio por conversión	(40.720.059)	(15.301.957)	(56.022.016)
Coberturas de flujo de caja	27.594.028	(30.680.754)	(3.086.726)
Activos financieros disponibles para la venta	13.647	(1.836)	11.811
Otras reservas varias	(1.498.010.369)	(916.013.117)	(2.414.023.486)
TOTAL	**(1.511.122.753)**	**(961.997.664)**	**(2.473.120.417)**

	Saldo al 1 de enero de 2012 M$	Movimiento 2012 M$	Saldo al 31 de diciembre de 2012 M$
Diferencias de cambio por conversión	176.622.668	(217.342.727)	(40.720.059)
Coberturas de flujo de caja	(310.265)	27.904.293	27.594.028
Activos financieros disponibles para la venta	13.836	(189)	13.647
Otras reservas varias	(1.497.208.996)	(801.373)	(1.498.010.369)
TOTAL	**(1.320.882.757)**	**(190.239.996)**	**(1.511.122.753)**

a) **Reservas por diferencias de cambio por conversión:** Provienen fundamentalmente a las diferencias de cambio que se originan en:
   - La conversión de nuestras filiales que tienen moneda funcional distinta al peso chileno (nota 2.6.3) y
   - la valorización de las plusvalías compradas surgidas en la adquisición de sociedades con moneda funcional distinta al peso chileno (nota 3.c.).

b) **Reservas de cobertura flujo de efectivo:** Representan la porción efectiva de aquellas transacciones que han sido designadas como coberturas de flujos de efectivo (nota 3.g.4. y 3.m).

c) **Otras reservas varias.**

El movimiento del ejercicio 2014 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes de la OPA efectuada sobre nuestra filial Coelce, compra de Inkia Holdings y capitalización Central Dock (ver nota 26.6.1, 26.6.2 y 26.6.3).

El movimiento del período 2013 se explica, fundamentalmente, por los efectos provenientes del proceso de aumento de capital de Enersis (ver nota 26.1.1).

A continuación se detallan los principales conceptos y efectos asociados:

1) Cargo de M$ 897.856.109, originado como consecuencia del aumento del aumento de Capital que Enersis perfeccionó durante el primer trimestre de 2013. (ver Nota 6).
2) Cargo de M$ 13.099.663, que corresponde a gastos de emisión y colocación de acciones, determinados según el criterio contable descrito en nota 3.t). El detalle de estos gastos es el siguiente:

Descripcion del Gasto (*)	Monto Bruto M$	Efecto Fiscal M$	Monto Neto M$
Asesorías legales	1.154.819	(230.964)	923.855
Asesorías financiera y fess Colocación	22.436.327	(4.487.265)	17.949.062
Auditorias	1.113.980	(222.796)	891.184
Otros Gastos	347.764	(69.553)	278.211
Sub Total	25.052.890	(5.010.578)	20.042.312
Menos			
Sobre precio en colocacion de acciones	1.460.503		1.460.503
Total	**23.592.387**	**(5.010.578)**	**18.581.809**

(*) Ver nota 26.1.1. (modificación de statutos).

El resto de conceptos importantes que componen el saldo de las Otras reservas varias al 31 de diciembre de 2014 y 2013, se explican como sigue:

i) En cumplimiento de lo establecido en el Oficio Circular N° 456 de la Superintendencia de Valores y Seguros de Chile, se ha incluido en este rubro la corrección monetaria del capital pagado acumulada desde la fecha de nuestra transición a NIIF, 1 de enero de 2004, hasta el 31 de diciembre de 2008.
Cabe mencionar que si bien es cierto la compañía adoptó las NIIF como su norma contable estatutaria a contar del de 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".
ii) Diferencias de cambio por conversión existentes a la fecha de transición a NIIF (exención NIIF 1 "adopción por primera vez").
iii) Efectos provenientes de combinaciones de negocios bajo control común, principalmente explicadas por la creación del holding Enel Brasil en 2005 y la fusión de nuestras filiales colombianas Emgesa y Betania en 2007.

26.6 Participaciones No Controladoras

26.6.1 OPA sobre COELCE

Con fecha 14 de enero de 2014, el Directorio de Enersis acordó la presentación de una Oferta Pública Voluntaria de Adquisición de Acciones ("OPA") de su filial Companhia Energética do Ceará ("Coelce"), como parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 5 y 26.1.1)

Como resultado de la subasta de la OPA, realizada el día 17 de febrero de 2014, Enersis adquirió, a un precio R$49 por acción, 2.964.650 acciones ordinarias, 8.818.006 acciones preferidas Clase A y 424 acciones preferidas Clase B, que representan un costo de M$ 134.248.158.

Al haberse sobrepasado los dos tercios del total de acciones en circulación en la serie de acciones ordinarias de Coelce, Enersis prorrogó la fecha de vigencia de la oferta por tres meses adicionales a partir de la fecha de la subasta. El proceso concluyó con fecha 16 de mayo de 2014, período en el cual Enersis adquirió 38.162 acciones ordinarias adicionales, pagando por ellas M$ 464.883.

En resumen, Enersis incrementó su participación accionaria en Coelce en un 15,18%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 74,05% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.5. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M$ 75.700.937 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis.

Adicionalmente, se ha efectuado la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se han registrado un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M$ 28.385.172.

26.6.2 Compra de Inkia Holdings (Acter) Limited (Generandes Perú)

Con fecha 29 de abril de 2014, el Directorio de Enersis autorizó suscribir un contrato de compraventa para la adquisición de todas las acciones que Inkia Americas Holdings Limited tenía indirectamente en Generandes Perú (equivalentes al 39,01% de dicha sociedad), compañía controladora de Edegel S.A.A. Esta compra forma parte del proceso de utilización de fondos recaudados en el aumento de capital de Enersis llevado a cabo durante el año 2013 (ver Notas 6 y 26.1.1).

Con fecha 3 de septiembre de 2014, Enersis confirmó y pagó a Inkia la cantidad de M$ 253.012.511, pasando a consolidar las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.

Mediante esta operación Enersis incrementó su participación indirecta sobre Edegel S.A.A. en un 21,14%, llegando a controlar, directa e indirectamente, un 58,60% de las acciones de la sociedad.

Esta compra de participaciones no controladoras se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6. La diferencia entre el valor contable de las participaciones no controladoras adquiridas y el monto pagado por ellas, resultó en un cargo de M$ 137.644.766 que se refleja directamente en Otras Reservas en el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de Enersis.

Adicionalmente, se ha efectuado la correspondiente redistribución de los componentes de Otros resultados integrales. En este sentido, se han registrado un cargo adicional a Otras reservas varias y un abono a Reservas por diferencias de cambio por conversión por M$ 32.862.564.

26.6.3 Capitalización Central Dock Sud

Con fecha 1 de diciembre de 2014 se perfeccionó la Operación consistente en la compraventa por parte de Enersis S.A. de créditos de los cuales era propietaria Endesa Latinoamérica, S.A. contra Central Dock Sud S.A.(CDS) a un valor de US$ 29 millones y la posterior pesificación y condonación de intereses y aportación del remanente de dichos créditos por Enersis S.A al capital de Inversora Dock Sud (IDS) y, posteriormente, al de CDS, a su valor facial y en condiciones análogas por los restantes accionistas, recibiendo a cambio acciones emitidas por IDS y CDS, respectivamente, en proporción a la aportación de créditos realizada, y en el caso de Enersis, parcialmente amortizados en efectivo, así como las eventuales reducciones de capital en tales filiales argentinas, todo lo cual constituye una Operación con partes relacionadas (la "Operación").

La Operación, además de restablecer el patrimonio de la filial CDS, permite mantener las actuales participaciones aproximadas de los accionistas en dicha sociedad: Enersis (40%), YPF (40%) y Pan American Energy (20%).

Esta operación se registró según el criterio contable señalado en nota 2.6.6, registrando un abono adicional a Otras reservas varias por M$ 35.149.573.

26.6.4 El detalle de las principales Participaciones No Controladoras es el siguiente:

	Participaciones no controladoras (porcentaje de control)					
		Patrimonio		Ganancia / (Pérdida)		
Compañías	31/12/14 %	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Ampla Energía E Serviços S.A.	0,36%	2.255.335	2.183.126	183.454	3.034.036	9.465.947
Compañía Energética Do Ceará S.A.	26,00%	111.448.154	157.475.275	14.883.752	17.016.391	41.417.826
Enel Brasil (2)	0,00%	-	-	-	16.428.497	75.730.078
Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	51,52%	250.654.641	317.827.839	80.226.416	82.283.946	113.182.669
Emgesa S.A. E.S.P.	51,53%	377.921.404	484.065.147	148.822.948	130.147.172	147.151.839
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	24,32%	67.927.394	57.478.390	14.524.832	12.282.813	9.708.501
Inversiones Distrilima S.A.	0,00%	-	-	-	-	7.275.377
Generandes Perú S.A.	0,00%	-	105.646.058	12.672.210	17.074.639	13.075.545
Edegel S.A.A	16,40%	90.506.207	82.187.582	17.790.998	13.299.054	10.191.998
Chinango S.A.C.	20,00%	14.707.216	12.810.412	3.002.284	2.033.307	2.421.392
Empresa Distribuidora Sur S.A.	27,87%	(17.558.352)	7.923.193	(23.918.192)	25.129.551	(27.549.521)
Endesa Costanera S.A.	24,32%	5.197.207	(6.822.454)	11.072.950	(7.067.970)	(14.333.117)
Hidroelectrica El Chocon S.A.	32,33%	26.841.549	26.167.780	3.538.006	3.811.615	4.654.590
Central Dock Sud S.A.	42,86%	37.879.802	(26.372.413)	(15.402.018)	(20.472.366)	-
Chilectra S.A.	0,91%	11.127.491	10.279.568	1.370.642	2.056.796	1.599.284
Empresa Nacional de Electricidad S.A	40,02%	1.080.652.251	1.061.317.532	133.622.088	142.871.823	93.549.165
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	7,35%	12.597.077	12.756.939	10.522.428	8.415.147	18.934.978
Empresa Eléctrica Pangue S.A. (1)	0,00%	-	-	-	-	583.424
Compañía Eléctrica San Isidro S.A. (1)	0,00%	-	-	-	-	1.676.986
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	45,00%	-	25.446.652	3.192.773	3.543.412	4.613.400
Otras		5.085.323	8.539.982	3.206.288	2.998.733	2.312.086
TOTAL		**2.077.242.699**	**2.338.910.608**	**419.311.859**	**454.886.596**	**515.662.447**

(1) Con fecha 1 de mayo de 2012 Empresa Eléctrica Pangue S.A. fue fusionada con Compañía Eléctrica San Isidro S.A.. 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 fue fusionada con Compañía Eléctrica Tarapacá S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.
(2) Con fecha 21 de noviembre de 2013 Investluz S.A. y Ampla Investimentos S.A. fueron fusionada con Enel Brasil S.A., siendo esta última sociedad la continuadora legal.

Nota 27

Ingresos de Actividades Ordinarias y otros Ingresos

El detalle de este rubro de las cuentas de resultados al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
Ingresos de actividades ordinarias	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Ventas de energía	**6.236.134.845**	**5.168.220.551**	**5.725.898.591**
Generación	**2.086.238.786**	**1.615.983.735**	**1.906.699.801**
Clientes Regulados	635.793.797	565.976.764	332.223.746
Clientes no Regulados	950.960.591	731.946.884	1.075.577.399
Ventas de Mercado Spot	437.551.446	277.173.369	472.368.572
Otros Clientes	61.932.952	40.886.718	26.530.084
Distribución	**4.149.896.059**	**3.552.236.816**	**3.819.198.790**
Residenciales	1.919.774.543	1.581.932.344	1.712.160.992
Comerciales	1.019.450.481	904.821.738	978.570.398
Industriales	506.041.500	490.631.186	494.404.380
Otros Consumidores	704.629.535	574.851.548	634.063.020
Otras ventas	**60.898.686**	**56.401.832**	**20.021.897**
Ventas equipos de medida	295.473	3.299.824	2.588.881
Ventas de gas	12.875.773	34.078.691	-
Ventas de productos y servicios	47.727.440	19.023.317	17.433.016
Otras prestaciones de servicios	**522.727.351**	**472.154.857**	**436.203.210**
Peajes y transmisión	284.202.963	313.101.013	319.135.832
Arriendo equipos de medida	4.270.485	4.700.987	4.653.801
Alumbrado público	37.609.246	30.810.947	32.613.523
Verificaciones y enganches	4.200.004	29.834.227	13.653.352
Servicios de ingeniería y consultoría	25.795.446	15.324.053	17.620.795
Otras prestaciones	166.649.207	78.383.630	48.525.907
Total Ingresos de actividades ordinarias	**6.819.760.882**	**5.696.777.240**	**6.182.123.698**

	Saldo al		
Otros ingresos	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Ingresos por contratos de construcción	186.078.925	159.283.676	151.969.334
Apoyos mutuos	33.111.763	29.071.409	32.822.150
Prestaciones de terceros instalaciones propias y ajenas	1.256.606	10.099.168	11.952.534
Arrendamientos	787.297	1.057.795	1.202.395
Ventas de nuevos negocios	96	14.504.231	12.824.744
Otros Ingresos (1)	212.880.751	353.652.383	103.058.593
Total Otros ingresos	**434.115.438**	**567.668.662**	**313.829.750**

(1) Al 31 de diciembre de 2014 producto de la aplicación de la Resolución 250/13 ajuste por Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) que reconoce los costos no traspasados a tarifa, Edesur ha registrado un ingreso de M$144.347.336 por los períodos comprendidos entre octubre 2013 y marzo 2014. Al 31 de diciembre de 2014 se ha reconocido por este mismo concepto M$250.533.319 por los períodos comprendidos entre mayo 2007 y febrero 2013 y de marzo 2013 a septiembre 2013.
Además, incluye M$ 39.282.571 al 31 de diciembre de 2014 (M$ 31.262.764 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.

Nota28

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		
Materias primas y consumibles utilizados	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Compras de energía	(2.612.423.439)	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)
Consumo de combustible	(511.014.654)	(386.116.195)	(763.791.553)
Gastos de transporte	(417.134.161)	(399.680.014)	(474.178.392)
Costos por contratos de construcción	(186.078.925)	(159.283.676)	(151.969.334)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(214.420.540)	(323.447.751)	(456.413.330)
Total Materias primas y consumibles utilizados	**(3.941.071.719)**	**(3.089.141.195)**	**(3.695.022.919)**

Nota 29

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		
Gastos por beneficios a los empleados	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Sueldos y salarios	(380.106.448)	(330.394.741)	(294.939.681)
Gasto por obligación por beneficios post empleo	(9.881.330)	(7.603.393)	(5.781.514)
Seguridad social y otras cargas sociales	(120.658.782)	(121.856.590)	(105.827.908)
Otros gastos de personal	(5.363.276)	(5.827.374)	(2.630.733)
Total Gastos por beneficios a los empleados	**(516.009.836)**	**(465.682.098)**	**(409.179.836)**

Nota 30

Gasto por Depreciación, Amortización y Pérdida 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	(366.951.453)	(339.240.870)	(332.246.197)
Amortizaciones	(112.228.451)	(96.232.389)	(102.237.537)
Subtotal	**(479.179.904)**	**(435.473.259)**	**(434.483.734)**
Reverso (pérdidas) por deterioro (*)	(51.515.362)	(74.877.924)	(42.612.727)
Total	**(530.695.266)**	**(510.351.183)**	**(477.096.461)**

	Generación			Distribución			Otros		
(*) Informacion por segmentos Pérdidas por deterioro	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$
Activos financieros (ver nota 9c)	(1.903.695)	(654.698)	1.460.736	(20.866.271)	(32.899.939)	(34.141.630)	(78.174)	-	-
Activo Intangible distinto de la Plusvalía (ver nota 15)	-	-	-	(14.948.785)	(28.662.952)	-	-	-	-
Inmovilizado (ver nota 17)	(13.770.564)	(12.388.153)	(12.578.098)	-	(272.182)	-	-	-	-
Reverso provisión propiedades de inversión (ver nota 18)	-	-	-	-	-	-	52.127	-	2.646.265
Total	**(15.674.259)**	**(13.042.851)**	**(11.117.362)**	**(35.815.056)**	**(61.835.073)**	**(34.141.630)**	**(26.047)**	**-**	**2.646.265**

Nota 31
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		
Otros gastos por naturaleza	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Otros suministros y servicios	(68.996.816)	(62.324.990)	(62.086.206)
Servicios profesionales independientes, externalizados y otros	(212.595.924)	(211.242.280)	(206.102.922)
Reparaciones y conservación	(123.940.629)	(107.688.505)	(90.628.683)
Indemnizaciones y multas	(17.523.089)	(20.798.430)	(26.119.464)
Tributos y tasas	(19.728.489)	(29.108.704)	(22.776.753)
Primas de seguros	(35.869.125)	(27.520.496)	(22.725.136)
Arrendamientos y cánones	(21.087.207)	(18.878.285)	(18.483.171)
Publicidad, propaganda y relaciones públicas	(8.465.814)	(8.232.239)	(7.331.175)
Otros aprovisionamientos	(42.404.914)	(24.251.604)	(23.461.868)
Gastos de viajes	(17.967.705)	(6.101.368)	(7.854.709)
Gastos de medioambiente	(5.470.901)	(3.951.788)	(4.988.760)
Total Otros gastos por naturaleza	**(574.050.613)**	**(520.098.689)**	**(492.558.847)**

Nota 32
Otras Ganancias (Pérdidas)

El detalle del rubro al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
Otras ganancias	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Ganancia por remedición de la participación pre-existente en Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	21.546.320	-	-
Realización de la diferencia de conversión de la participación pre-existente de Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	21.006.456	-	
Ganancia por venta participación Maitenes y Aguas Santiago Poniente (2)	21.077.900	-	-
Venta de lineas de transmisión Charrua	-	2.532.438	-
Ventas de Propiedades de Inversión (3)	7.556.574	12.195.531	9.191.493
Otros	582.567	4.442.036	5.994.919
Total Otras ganancias	**71.769.817**	**19.170.005**	**15.186.412**

(1) Ver nota 5.e.
(2) Ver nota 2.4.1
(3) Ver nota 18

Nota 33
Resultado Financiero

El detalle del ingreso y gasto financiero al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, es el siguiente:

	Saldo al		
Ingresos financieros	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Ingresos por colocación de depositos y otros instrumentos financieros	89.390.105	101.020.849	60.910.774
Ingresos financieros por activos del plan (Brasil)	224.310	200.526	2.252.542
Otros ingresos financieros (1) (2)	176.269.862	158.905.171	168.966.664
Total Ingresos Financieros	**265.884.277**	**260.126.546**	**232.129.980**

	Saldo al		
Costos financieros	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Costos Financieros	(491.858.285)	(388.367.634)	(419.888.938)
Préstamos bancarios	(33.680.805)	(31.247.391)	(43.166.762)
Obligaciones garantizadas y no garantizadas	(220.335.115)	(195.795.889)	(204.574.008)
Arrendamientos financieros (leasing)	(1.807.273)	(1.892.614)	(3.281.822)
Valoración derivados financieros	(2.758.502)	(18.626.994)	(19.030.050)
Actualizacion financiera de provisiones	(47.404.181)	(38.557.697)	(47.343.541)
Obligación por beneficios post empleo	(23.409.746)	(20.177.405)	(21.701.886)
Gastos financieros activados	56.918.667	30.325.539	26.477.369
Otros costos financieros (1)	(219.381.330)	(112.395.183)	(107.268.238)
Resultado por unidades de reajuste (*)	1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)
Diferencias de cambio (**)	(38.821.872)	(30.373.115)	(16.126.401)
Total Costos Financieros	(529.046.602)	(428.155.504)	(448.772.207)
Total Resultado Financiero	**(263.162.325)**	**(168.028.958)**	**(216.642.227)**

(1) Al 31 de diciembre de 2014 se incluye un costo financiero de M$ 68.728.638 correspondiente a la actualización financiera de los activos no amortizados a valor nuevo de reposición, al término de la concesión en las distribuidoras Ampla y Coelce. Al 31 de diciembre de 2013 esta actualización financiera generó un ingreso financiero por M$ 54.591.750 y M$ 112.274.835 al 31 de diciembre de 2012 (ver nota 8)

(2) 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 restructuración 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 reajuste son los siguientes:

Resultado por Unidades de Reajuste (*)	Saldo al 31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	-	-	19.201
Otros activos financieros	23.240.913	4.789.683	5.629.466
Otros activos no financieros	115.595	13.669	1.425
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	185.457	273.757	181.103
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	9.436.174	2.950.060	2.515.491
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(31.274.827)	(17.493.502)	(21.849.406)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(3.757)	8.563	272.244
Otras provisiones	-	(12.564)	(163.246)
Otros pasivos no financieros	(66.000)	55.579	636.854
Total Resultado por Unidades de Reajuste	**1.633.555**	**(9.414.755)**	**(12.756.868)**

Diferencias de Cambio (**)	Saldo al 31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
Efectivo y equivalentes al efectivo	22.584.942	6.102.820	(2.517.811)
Otros activos financieros	10.915.550	36.522.047	6.021.281
Otros activos no financieros	117.145	2.636.563	113.953
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	15.371.591	17.727.884	(1.712.212)
Activos y Pasivos por impuestos corrientes	(1.051.446)	(18.772)	(4.910)
Otros pasivos financieros (Deuda Financiera e Intrumentos Derivados)	(77.040.334)	(76.388.115)	(18.554.479)
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	(6.354.054)	(13.918.059)	1.353.385
Otros pasivos no financieros	(3.365.266)	(3.037.483)	(825.608)
Total Diferencias de Cambio	**(38.821.872)**	**(30.373.115)**	**(16.126.401)**

Nota 34

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 Integrales Consolidados correspondiente a los ejercicios 2014, 2013 y 2012:

(Gasto) / ingreso por impuestos corriente y ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	Saldo al 31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$
(Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(526.114.245)	(520.073.234)	(367.633.053)
Beneficios de carácter fiscal, procedentes de pérdidas fiscales, créditos fiscales o diferencias temporarias no reconocidos en periodos anteriores utilizadas para reducir el gasto por impuestos del periodo corriente (Créditos y/o beneficios al impuesto corriente)	34.026.202	24.933.088	16.826.547
Ajustes por impuestos corrientes de periodos anteriores	(4.201.999)	(2.035.554)	627.769
Gasto / (ingreso) por impuestos corrientes relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos (*)	(4.747.995)	-	
Otros (Gastos) / ingresos por Impuesto Corriente	(3.328.058)	(1.145.793)	(822.301)
Total (Gasto) / ingreso por impuesto corriente	(504.366.095)	(498.321.493)	(351.001.038)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con el nacimiento y reversión de diferencias temporarias	(21.005.263)	7.803	(45.367.789)
Gasto / (ingreso) por impuestos diferidos relacionado con cambios en las tasas fiscales o con la imposición de nuevos impuestos (*)	28.762.009	(1.238.888)	(10.307.093)
Otros componentes del gasto (ingreso) por impuestos diferido	-	(4.615.207)	-
Total (Gasto) / ingreso por impuestos Diferidos	7.756.746	(5.846.292)	(55.674.882)
Gasto por impuestos a las ganancias, operaciones continuada	**(496.609.349)**	**(504.167.785)**	**(406.675.920)**

(*) Ver nota 19 c, d y e.

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		1.526.079.077		1.617.568.531		1.299.688.888
Total de (gasto) / ingreso por impuestos a la tasa impositiva aplicable	(21,00%)	(320.476.606)	(20,00%)	(323.513.706)	(20,00%)	(259.937.778)
Efecto fiscal de tasas impositivas soportadas en el extranjero	(9,18%)	(140.032.350)	(10,30%)	(166.561.065)	(8,81%)	(136.712.575)
Efecto fiscal de ingresos de actividades ordinarias exentos de tributación	14,36%	219.171.464	10,96%	177.335.237	4,21%	78.244.330
Efecto fiscal de gastos no deducibles para la determinación de la ganancia (pérdida) tributable	(18,29%)	(279.066.084)	(7,69%)	(124.380.992)	(8,07%)	(116.144.791)
Efecto fiscal procedente de cambios en las tasas impositivas	1,88%	28.762.009	(0,08%)	(1.238.888)	0,01%	(10.307.093)
Efecto impositivo de ajustes a impuestos corrientes de periodos anteriores	(0,28%)	(4.201.999)	(0,13%)	(2.035.554)	(0,07%)	627.769
Corrección monetaria tributaria (inversiones y patrimonio)	(0,05%)	(765.783)	(3,94%)	(63.772.817)	(1,56%)	37.554.218
Total ajustes al gasto por impuestos utilizando la tasa impositivas aplicables	(11,54%)	(176.132.743)	(11,17%)	(180.654.079)	(14,30%)	(146.738.142)
(Gasto) / ingreso por impuestos a las ganancias, operaciones continuadas	**(32,54%)**	**(496.609.349)**	**(31,17%)**	**(504.167.785)**	**(34,30%)**	**(406.675.920)**

Las principales diferencias temporales se encuentran detalladas en nota 19 a.

Nota 35
Información por Segmento

35.1 Criterios de Segmentación

En el desarrollo de su actividad la organización del Grupo se articula sobre la base del enfoque prioritario a sus negocios básicos, constituidos por la generación y transmisión de energía eléctrica y distribución de energía eléctrica. En este sentido se establecen dos líneas de negocio.

Además la información por segmentos se ha estructurado siguiendo la distribución geográfica por país:

- Chile
- Argentina
- Brasil
- Perú
- Colombia

Dado que la organización societaria del Grupo 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 el detalle de la información por segmentos señalada anteriormente:

35.2 Generación y Transmisión, Distribución y otros

Línea de Negocio ACTIVOS	Generación y Transmisión 31/12/14 M$	 31/12/13 M$
ACTIVOS CORRIENTES	1.258.524.552	1.156.438.452
Efectivo y equivalentes al efectivo	444.764.922	374.220.089
Otros activos financieros corrientes	50.850.528	50.768.162
Otros activos no financieros, corriente	61.264.981	58.112.923
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	498.363.943	375.169.450
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	77.105.049	146.150.489
Inventarios corrientes	73.796.781	53.275.768
Activos por impuestos corrientes, corriente	52.378.348	98.741.571
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	6.814.137.154	6.398.817.292
Otros activos financieros no corrientes	7.937.828	4.061.439
Otros activos no financieros no corrientes	12.590.288	24.308.809
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	185.266.255	167.646.689
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	609.409.322	779.072.009
Activos intangibles distintos de la plusvalía	55.498.838	51.842.981
Plusvalía	125.609.898	100.096.198
Propiedades, planta y equipo	5.723.349.345	5.155.570.775
Propiedad de inversión	-	-
Activos por impuestos diferidos	94.475.380	116.218.392
TOTAL ACTIVOS	**8.072.661.706**	**7.555.255.744**

País PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	Generación y Transmisión 31/12/14 M$	 31/12/13 M$
PASIVOS CORRIENTES	1.622.353.344	1.504.632.050
Otros pasivos financieros corrientes	297.869.150	410.914.229
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	777.931.218	525.173.194
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	371.111.287	436.105.046
Otras provisiones corrientes	38.351.988	30.817.144
Pasivos por impuestos corrientes	96.623.249	73.636.143
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	40.466.452	27.986.294
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	2.398.122.150	2.040.534.883
Otros pasivos financieros no corrientes	1.871.186.406	1.600.171.935
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.858.836	126.143
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	4.908.454	4.206.159
Otras provisiones no corrientes	34.859.087	33.574.202
Pasivo por impuestos diferidos	397.978.536	329.663.782
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	43.461.827	40.793.344
Otros pasivos no financieros no corrientes	41.869.004	31.999.318
PATRIMONIO NETO	4.052.186.212	4.010.088.811
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	4.052.186.212	4.010.088.811
Capital emitido	1.512.762.830	1.468.019.087
Ganancias (pérdidas) acumuladas	2.172.639.133	2.060.598.343
Primas de emisión	206.599.062	206.510.282
Otras reservas	160.185.187	274.961.099
Participaciones no controladoras	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**8.072.661.706**	**7.555.255.744**

Distribución		Eliminaciones y otros		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$
1.682.754.340	**1.211.608.943**	**990.219.996**	**1.528.167.886**	**3.931.498.888**	**3.896.215.281**
274.881.316	255.290.795	985.099.253	976.876.685	1.704.745.491	1.606.387.569
25.046.824	94.069.869	23.558.051	636.191.406	99.455.403	781.029.437
109.728.709	79.785.042	4.104.422	3.699.327	175.098.112	141.597.292
1.178.238.427	743.195.165	5.084.533	11.372.493	1.681.686.903	1.129.737.108
29.295.267	18.210.862	(87.958.976)	(130.341.777)	18.441.340	34.019.574
56.267.388	19.671.824	3.455.985	4.835.163	133.520.154	77.782.755
9.296.409	1.385.386	48.897.765	25.534.589	110.572.522	125.661.546
-	-	7.978.963	-	7.978.963	-
5.034.348.611	**4.697.158.034**	**141.337.663**	**185.473.700**	**11.989.823.428**	**11.281.449.026**
496.520.403	452.585.368	26.363.289	34.889.611	530.821.520	491.536.418
61.369.954	59.599.963	3.845.938	183.053	77.806.180	84.091.825
106.105.806	54.579.139	269.614	819.845	291.641.675	223.045.673
486.605	-	-	-	486.605	-
574.400.438	585.268.211	(1.110.176.150)	(1.116.259.340)	73.633.610	248.080.880
1.097.100.837	1.091.372.309	15.612.381	30.345.071	1.168.212.056	1.173.560.361
100.220.100	97.464.272	1.185.023.629	1.174.759.858	1.410.853.627	1.372.320.328
2.522.222.675	2.285.222.824	(11.356.301)	(6.994.874)	8.234.215.719	7.433.798.725
-	-	8.514.562	44.877.049	8.514.562	44.877.049
75.921.793	71.065.948	23.240.701	22.853.427	193.637.874	210.137.767
6.717.102.951	**5.908.766.977**	**1.131.557.659**	**1.713.641.586**	**15.921.322.316**	**15.177.664.307**

Distribución		Eliminaciones y otros		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$
1.856.594.893	**1.391.925.362**	**(284.126.253)**	**84.702.287**	**3.194.821.984**	**2.981.259.699**
119.552.373	173.246.439	4.384.156	322.514.537	421.805.679	906.675.205
1.403.375.115	886.825.146	107.570.617	103.005.314	2.288.876.950	1.515.003.654
189.021.282	167.324.745	(416.451.947)	(399.017.521)	143.680.622	204.412.270
51.247.787	55.152.733	622.909	1.339.486	90.222.684	87.309.363
16.472.461	40.149.920	2.376.603	45.951.000	115.472.313	159.737.063
-	-	-	-	-	-
76.925.875	69.226.379	11.883.262	10.909.471	129.275.589	108.122.144
-	-	5.488.147	-	5.488.147	-
1.770.828.652	**1.401.109.244**	**278.330.784**	**247.295.620**	**4.447.281.586**	**3.688.939.747**
1.153.615.811	930.826.729	264.295.311	259.250.447	3.289.097.528	2.790.249.111
155.526.685	22.937.735	-	-	159.385.521	23.063.878
-	-	(4.908.454)	(4.206.159)	-	-
162.308.328	154.230.523	76.426	6.162.628	197.243.841	193.967.353
61.859.841	95.496.877	18.523.107	(29.673.769)	478.361.484	395.486.890
213.666.598	189.410.354	12.801.987	8.311.293	269.930.412	238.514.991
23.851.389	8.207.026	(12.457.593)	7.451.180	53.262.800	47.657.524
3.089.679.406	**3.115.732.371**	**1.137.353.128**	**1.381.643.679**	**8.279.218.746**	**8.507.464.861**
3.089.679.406	3.115.732.371	1.137.353.128	1.381.643.679	6.201.976.047	6.168.554.253
872.231.352	865.828.224	3.419.453.804	3.335.433.414	5.804.447.986	5.669.280.725
1.384.094.891	1.495.097.851	(504.999.579)	(742.061.897)	3.051.734.445	2.813.634.297
3.965.297	4.193.997	(210.564.359)	(51.944.631)	-	158.759.648
829.387.866	750.612.299	(1.566.536.738)	(1.159.783.207)	(2.654.206.384)	(2.473.120.417)
-	-	-	-	**2.077.242.699**	**2.338.910.608**
6.717.102.951	**5.908.766.977**	**1.131.557.659**	**1.713.641.586**	**15.921.322.316**	**15.177.664.307**

País	Generación y Transmisión			Distribución
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$	31/12/14 M$
INGRESOS	**2.983.409.113**	**2.441.120.267**	**2.678.261.961**	**4.930.001.104**
Ingresos de actividades ordinarias	**2.900.381.192**	**2.377.325.332**	**2.612.956.454**	**4.579.719.416**
Ventas de energía	2.669.930.138	2.165.668.341	2.482.754.540	4.155.503.680
Otras ventas	24.142.712	34.091.251	30.347	28.537.904
Otras prestaciones de servicios	206.308.342	177.565.740	130.171.567	395.677.832
Otros ingresos	83.027.921	63.794.935	65.305.507	350.281.688
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	**(1.403.902.013)**	**(1.009.702.135)**	**(1.449.084.420)**	**(3.194.185.846)**
Compras de energía	(547.119.540)	(292.864.432)	(361.610.578)	(2.666.373.539)
Consumo de combustible	(511.010.903)	(386.111.799)	(763.783.683)	-
Gastos de transporte	(267.732.002)	(247.142.292)	(251.768.651)	(224.551.869)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(78.039.568)	(83.583.612)	(71.921.508)	(303.260.438)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	**1.579.507.100**	**1.431.418.132**	**1.229.177.541**	**1.735.815.258**
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	30.014.454	19.881.495	13.476.346	47.142.651
Gastos por beneficios a los empleados	(156.645.727)	(141.748.617)	(113.966.867)	(315.024.893)
Otros gastos, por naturaleza	(149.875.517)	(131.303.219)	(117.716.347)	(440.392.666)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	**1.303.000.310**	**1.178.247.791**	**1.010.970.673**	**1.027.540.350**
Gasto por depreciación y amortización	(241.309.803)	(220.709.881)	(209.061.131)	(235.910.224)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(15.674.259)	(13.042.851)	(11.117.362)	(35.815.056)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	**1.046.016.248**	**944.495.059**	**790.792.180**	**755.815.070**
RESULTADO FINANCIERO	**(99.978.477)**	**(167.809.388)**	**(145.785.551)**	**(243.780.744)**
Ingresos financieros	112.661.181	37.896.449	38.373.092	96.548.660
Costos financieros	(158.041.713)	(167.371.745)	(169.460.109)	(339.277.981)
Resultados por Unidades de Reajuste	14.341.214	1.220.365	(785.468)	634.552
Diferencias de cambio	**(68.939.159)**	**(39.554.457)**	**(13.913.066)**	**(1.685.975)**
Positivas	57.125.008	52.992.156	20.072.837	4.497.592
Negativas	(126.064.167)	(92.546.613)	(33.985.903)	(6.183.567)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(54.413.312)	24.355.515	27.913.996	2.595.760
Otras ganancias (pérdidas)	**43.449.696**	**3.418.397**	**1.422.271**	**(314.354)**
Resultado de Otras Inversiones	43.359.034	835.817	657.026	-
Resultados en Ventas de Activos	90.662	2.582.580	765.245	(314.354)
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	**935.074.155**	**804.459.583**	**674.342.896**	**514.315.732**
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(287.691.669)	(229.566.686)	(210.602.693)	(153.041.776)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	**647.382.486**	**574.892.897**	**463.740.203**	**361.273.956**
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-			-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**647.382.486**	**574.892.897**	**463.740.203**	**361.273.956**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	**647.382.486**	**574.892.897**	**463.740.203**	**361.273.956**
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	**-**	**-**	**-**	**-**
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	**-**	**-**	**-**	**-**

País	Generación			Distribución
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/12 M$	31/12/14 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	1.026.718.651	874.169.034	718.617.420	769.341.885
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	(357.107.188)	(194.635.422)	(265.633.358)	(513.969.018)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(575.096.742)	(628.577.198)	(639.711.643)	(220.294.230)

Distribución		Eliminaciones y otros			Totales		
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$
4.404.479.994	**4.423.281.052**	**(659.533.897)**	**(581.154.359)**	**(605.589.565)**	**7.253.876.320**	**6.264.445.902**	**6.495.953.448**
3.901.681.181	**4.182.008.807**	**(660.339.726)**	**(582.229.273)**	**(612.841.563)**	**6.819.760.882**	**5.696.777.240**	**6.182.123.698**
3.552.382.184	3.819.198.791	(589.298.973)	(549.829.974)	(576.054.740)	6.236.134.845	5.168.220.551	5.725.898.591
11.612.335	11.553.462	8.218.070	10.698.246	8.438.088	60.898.686	56.401.832	20.021.897
337.686.662	351.256.554	(79.258.823)	(43.097.545)	(45.224.911)	522.727.351	472.154.857	436.203.210
502.798.813	241.272.245	805.829	1.074.914	7.251.998	434.115.438	567.668.662	313.829.750
(2.673.379.981)	**(2.867.319.759)**	**657.016.140**	**593.940.921**	**621.381.260**	**(3.941.071.719)**	**(3.089.141.195)**	**(3.695.022.919)**
(2.075.154.855)	(2.063.213.138)	601.069.640	547.405.728	576.153.406	(2.612.423.439)	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)
-	-	(3.751)	(4.396)	(7.870)	(511.014.654)	(386.116.195)	(763.791.553)
(202.158.980)	(270.471.867)	75.149.710	49.621.258	48.062.126	(417.134.161)	(399.680.014)	(474.178.392)
(396.066.146)	(533.634.754)	(19.199.459)	(3.081.669)	(2.826.402)	(400.499.465)	(482.731.427)	(608.382.664)
1.731.100.013	**1.555.961.293**	**(2.517.757)**	**12.786.562**	**15.791.695**	**3.312.804.601**	**3.175.304.707**	**2.800.930.529**
42.000.709	35.191.036	118.881	83.324	-	77.275.986	61.965.528	48.667.382
(286.189.660)	(263.105.705)	(44.339.216)	(37.743.821)	(32.107.264)	(516.009.836)	(465.682.098)	(409.179.836)
(392.931.388)	(377.970.540)	16.217.570	4.135.918	3.128.040	(574.050.613)	(520.098.689)	(492.558.847)
1.093.979.674	**950.076.084**	**(30.520.522)**	**(20.738.017)**	**(13.187.529)**	**2.300.020.138**	**2.251.489.448**	**1.947.859.228**
(212.656.348)	(223.100.209)	(1.959.877)	(2.107.030)	(2.322.394)	(479.179.904)	(435.473.259)	(434.483.734)
(61.835.073)	(34.141.630)	(26.047)	-	2.646.265	(51.515.362)	(74.877.924)	(42.612.727)
819.488.253	**692.834.245**	**(32.506.446)**	**(22.845.047)**	**(12.863.658)**	**1.769.324.872**	**1.741.138.265**	**1.470.762.767**
(53.414.151)	**(46.097.468)**	**80.596.896**	**53.194.581**	**(24.759.208)**	**(263.162.325)**	**(168.028.958)**	**(216.642.227)**
161.068.601	183.505.989	56.674.436	61.161.496	10.250.899	265.884.277	260.126.546	232.129.980
(214.051.796)	(232.804.924)	5.461.409	(6.944.093)	(17.623.905)	(491.858.285)	(388.367.634)	(419.888.938)
558.758	1.204.984	(13.342.211)	(11.193.878)	(13.176.384)	1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)
(989.714)	**1.996.483**	**31.803.262**	**10.171.056**	**(4.209.818)**	**(38.821.872)**	**(30.373.115)**	**(16.126.401)**
3.454.032	3.762.002	59.380.504	37.379.556	24.339.662	121.003.104	93.825.744	48.174.501
(4.443.746)	(1.765.519)	(27.577.242)	(27.208.500)	(28.549.480)	(159.824.976)	(124.198.859)	(64.300.902)
933.704	2.468.250	(35.735)	-	(310)	(51.853.287)	25.289.219	30.381.936
3.561.369	**1.392.547**	**28.634.475**	**12.190.239**	**12.371.594**	**71.769.817**	**19.170.005**	**15.186.412**
-	80.274	21.077.900	-	-	64.436.934	835.817	737.300
3.561.369	1.312.273	7.556.575	12.190.239	12.371.594	7.332.883	18.334.188	14.449.112
770.569.175	**650.597.574**	**76.689.190**	**42.539.773**	**(25.251.582)**	**1.526.079.077**	**1.617.568.531**	**1.299.688.888**
(203.441.100)	(210.877.855)	(55.875.904)	(71.159.999)	14.804.628	(496.609.349)	(504.167.785)	(406.675.920)
567.128.075	**439.719.719**	**20.813.286**	**(28.620.226)**	**(10.446.954)**	**1.029.469.728**	**1.113.400.746**	**893.012.968**
		-			-	-	-
567.128.075	**439.719.719**	**20.813.286**	**(28.620.226)**	**(10.446.954)**	**1.029.469.728**	**1.113.400.746**	**893.012.968**
567.128.075	**439.719.719**	**20.813.286**	**(28.620.226)**	**(10.446.954)**	**1.029.469.728**	**1.113.400.746**	**893.012.968**
-	-	-	-	-	**610.157.869**	**658.514.150**	**377.350.521**
-	-	-	-	-	**419.311.859**	**454.886.596**	**515.662.447**

Distribución		Eliminaciones y otros			Totales		
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$
855.536.268	844.926.087	(98.022.542)	(28.729.658)	(20.181.072)	1.698.037.994	1.700.975.644	1.543.362.435
(488.352.158)	(451.881.927)	571.389.216	(540.899.509)	(124.620.795)	(299.686.990)	(1.223.887.089)	(842.136.080)
(327.075.688)	(440.998.366)	(488.068.691)	1.292.418.242	68.435.178	(1.283.459.663)	336.765.356	(1.012.274.831)

35.3 Países

	Chile		Argentina		Brasil	
País ACTIVOS	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
ACTIVOS CORRIENTES	1.878.994.993	2.084.089.603	520.217.733	324.887.994	848.758.549	814.810.111
Efectivo y equivalentes al efectivo	989.320.583	906.467.031	25.917.276	24.982.401	197.723.645	249.642.879
Otros activos financieros corrientes	8.518.962	540.622.559	-	-	52.870.583	163.360.721
Otros activos no financieros, corriente	16.052.871	4.826.805	4.151.319	5.359.794	115.566.129	86.826.237
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	578.408.890	363.300.892	416.026.626	255.990.455	446.392.339	287.515.769
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	134.750.382	135.381.849	28.097.713	28.866.234	22.359.268	15.395.164
Inventarios corrientes	43.677.878	22.015.023	41.937.394	8.201.936	934.466	2.519.460
Activos por impuestos corrientes, corriente	90.281.411	111.475.444	4.087.405	1.487.174	12.912.119	9.549.881
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	9.750.318.070	8.908.947.599	822.281.224	659.059.378	2.333.408.466	2.217.714.263
Otros activos financieros no corrientes	33.090.868	37.649.971	72.882	95.878	496.463.986	452.516.565
Otros activos no financieros no corrientes	236.772	366.777	4.232.688	976.223	69.746.584	83.157.858
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7.496.412	6.875.034	175.753.071	157.987.010	97.082.421	42.678.160
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	486.605	-	36.267.177	36.001.623
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	6.324.305.426	5.823.859.485	42.815.909	48.287.286	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	36.525.521	37.570.805	2.533.936	2.736.208	1.062.638.430	1.060.733.391
Plusvalía	2.240.478	2.298.609	1.401.472	1.574.810	97.979.622	95.223.794
Propiedades, planta y equipo	3.303.520.171	2.899.506.899	591.453.902	431.863.368	389.577.389	374.933.897
Propiedad de inversión	8.514.562	44.877.049	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	34.387.860	55.942.970	3.530.759	15.538.595	83.652.857	72.468.975
TOTAL ACTIVOS	**11.629.313.063**	**10.993.037.202**	**1.342.498.957**	**983.947.372**	**3.182.167.015**	**3.032.524.374**

	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$
	574.295.812	592.888.884	287.163.111	230.431.271	(177.931.310)	(150.892.582)	3.931.498.888	3.896.215.281
	357.750.546	344.261.959	134.033.441	81.033.299	-	-	1.704.745.491	1.606.387.569
	38.065.858	72.983.696	-	4.062.461	-	-	99.455.403	781.029.437
	12.267.413	11.417.533	27.060.380	33.166.923	-	-	175.098.112	141.597.292
	147.531.981	142.962.648	93.735.123	78.923.672	(408.056)	1.043.672	1.681.686.903	1.129.737.108
	748.922	1.393.681	3.256	4.918.900	(167.518.201)	(151.936.254)	18.441.340	34.019.574
	16.506.890	19.869.367	30.463.526	25.176.969	-	-	133.520.154	77.782.755
	1.424.202	-	1.867.385	3.149.047	-	-	110.572.522	125.661.546
	-	-	-	-	(10.005.053)	-	7.978.963	-
	2.716.160.481	2.677.766.989	1.553.601.206	1.389.084.031	(5.185.946.019)	(4.571.123.234)	11.989.823.428	11.281.449.026
	1.177.618	1.267.312	16.166	6.692	-	-	530.821.520	491.536.418
	3.644.175	-	-	-	(54.039)	(409.033)	77.806.180	84.091.825
	11.309.771	15.505.469	-	-	-	-	291.641.675	223.045.673
	-	-	-	-	(36.267.177)	(36.001.623)	486.605	-
	32.798.603	33.085.546	95.911.225	84.687.466	(6.422.197.553)	(5.741.838.903)	73.633.610	248.080.880
	40.612.537	43.583.416	25.901.632	28.936.541	-	-	1.168.212.056	1.173.560.361
	4.886.064	5.213.756	8.527.161	8.287.322	1.295.818.830	1.259.722.037	1.410.853.627	1.372.320.328
	2.549.665.315	2.483.155.951	1.423.245.022	1.267.166.010	(23.246.080)	(22.827.400)	8.234.215.719	7.433.798.725
	-	-	-	-	-	-	8.514.562	44.877.049
	72.066.398	95.955.539	-	-	-	(29.768.312)	193.637.874	210.137.767
	3.290.456.293	**3.270.655.873**	**1.840.764.317**	**1.619.515.302**	**(5.363.877.329)**	**-4.722.015.816**	**15.921.322.316**	**15.177.664.307**

País	Chile		Argentina		Brasil	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
PASIVOS CORRIENTES	**744.843.606**	**976.567.203**	**919.270.662**	**765.661.046**	**479.284.646**	**507.823.387**
Otros pasivos financieros corrientes	150.748.390	447.215.392	36.046.855	185.774.593	78.874.557	67.179.349
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	490.927.954	373.615.062	775.438.014	418.484.935	340.379.343	253.932.994
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	10.417.853	25.743.837	28.081.812	74.601.162	30.274.223	148.963.775
Otras provisiones corrientes	11.627.110	14.899.483	33.345.118	49.361.942	3.335.096	1.162.162
Pasivos por impuestos corrientes	38.357.866	82.475.261	6.836.964	8.146.432	2.213.038	14.569.709
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	37.276.286	32.618.168	39.521.899	29.291.982	24.208.389	22.015.398
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	5.488.147	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**1.410.672.019**	**1.082.782.610**	**291.965.068**	**131.441.625**	**959.581.284**	**805.923.465**
Otros pasivos financieros no corrientes	1.042.430.478	834.174.804	44.052.205	19.263.284	627.845.559	511.762.232
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078	-	120.587.518	126.137	35.086.925	22.937.741
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	36.594.486	36.317.667	-	-
Otras provisiones no corrientes	27.969.934	23.983.651	8.468.074	13.647.279	152.802.156	142.210.556
Pasivo por impuestos diferidos	255.156.048	176.873.577	31.236.466	18.926.410	18.454.634	21.675.958
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	56.333.817	43.056.906	12.825.808	9.640.282	122.729.879	106.313.626
Otros pasivos no financieros no corrientes	25.070.664	4.693.672	38.200.511	33.520.566	2.662.131	1.023.352
PATRIMONIO NETO	**9.473.797.438**	**8.933.687.389**	**131.263.227**	**86.844.701**	**1.743.301.085**	**1.718.777.522**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	9.473.797.438	8.933.687.389	131.263.227	86.844.701	1.743.301.085	1.718.777.522
Capital emitido	8.284.164.467	7.946.458.335	206.381.462	185.677.463	216.324.676	209.103.124
Ganancias (pérdidas) acumuladas	3.565.687.987	3.330.989.884	(151.386.397)	-113.985.428	206.870.339	315.847.482
Primas de emisión	206.574.859	365.334.508	-	-	684.112.119	664.870.411
Otras reservas	(2.582.629.875)	(2.709.095.338)	76.268.162	15.152.666	635.993.951	528.956.505
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**11.629.313.063**	**10.993.037.202**	**1.342.498.957**	**983.947.372**	**3.182.167.015**	**3.032.524.374**

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$
828.561.609	**504.585.033**	**269.583.701**	**236.388.951**	**(46.722.240)**	**(9.765.921)**	**3.194.821.984**	**2.981.259.699**
92.779.423	135.583.922	63.356.454	70.921.949	-	-	421.805.679	906.675.205
428.369.239	254.481.844	167.957.943	134.483.501	85.804.457	80.005.318	2.288.876.950	1.515.003.654
198.528.161	43.984.648	8.905.270	890.087	(132.526.697)	(89.771.239)	143.680.622	204.412.270
31.449.522	12.139.002	10.465.838	9.746.774	-	-	90.222.684	87.309.363
64.747.073	48.102.434	3.317.372	6.443.227	-	-	115.472.313	159.737.063
-	-	-	-	-	-	-	-
12.688.191	10.293.183	15.580.824	13.903.413	-	-	129.275.589	108.122.144
-	-	-	-	-	-	5.488.147	-
1.241.915.054	**1.209.708.575**	**601.204.740**	**525.169.451**	**(58.056.579)**	**(66.085.979)**	**4.447.281.586**	**3.688.939.747**
1.162.494.911	1.097.771.137	412.274.375	327.277.654	-	-	3.289.097.528	2.790.249.111
-	-	-	-	-	-	159.385.521	23.063.878
-	-	-	-	(36.594.486)	(36.317.667)	-	-
4.100.860	10.688.183	3.902.817	3.437.684	-	-	197.243.841	193.967.353
-	23.901.959	173.514.336	183.877.298	-	(29.768.312)	478.361.484	395.486.890
75.319.283	77.347.296	2.721.625	2.156.881	-	-	269.930.412	238.514.991
-	-	8.791.587	8.419.934	(21.462.093)	-	53.262.800	47.657.524
1.219.979.630	**1.556.362.265**	**969.975.876**	**857.956.900**	**(5.259.098.510)**	**(4.646.163.916)**	**8.279.218.746**	**8.507.464.861**
1.219.979.630	1.556.362.265	969.975.876	857.956.900	(5.259.098.510)	(4.646.163.916)	6.201.976.047	6.168.554.253
170.397.032	168.808.967	298.376.352	275.585.129	(3.371.196.003)	(3.116.352.293)	5.804.447.986	5.669.280.725
145.279.263	657.299.536	281.694.302	218.598.523	(996.411.049)	(1.595.115.700)	3.051.734.445	2.813.634.297
3.398.995	3.627.695	590.505	501.725	(894.676.478)	(875.574.691)	-	158.759.648
900.904.340	726.626.067	389.314.717	363.271.523	3.185.020	940.878.768	(2.654.206.384)	(2.473.120.417)
-	-	-	-	-	-	2.077.242.699	2.338.910.608
3.290.456.293	**3.270.655.873**	**1.840.764.317**	**1.619.515.302**	**(5.363.877.329)**	**(4.722.015.816)**	**15.921.322.316**	**15.177.664.307**

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	Chile 31/12/14 M$	Chile 31/12/13 M$	Chile 31/12/12 M$	Argentina 31/12/14 M$	Argentina 31/12/13 M$	Argentina 31/12/12 M$	Brasil 31/12/14 M$	Brasil 31/12/13 M$	Brasil 31/12/12 M$
INGRESOS	2.052.877.135	1.739.963.584	1.902.672.810	538.886.420	702.356.329	668.889.354	2.266.459.965	1.867.480.092	2.128.031.611
Ingresos de actividades ordinarias	2.018.675.748	1.721.447.848	1.824.499.050	346.911.582	406.515.531	653.895.892	2.081.466.805	1.695.610.134	1.963.812.830
Ventas de energía	1.886.300.883	1.516.877.306	1.674.030.771	280.176.215	361.705.469	634.079.879	1.923.078.033	1.553.473.683	1.785.616.550
Otras ventas	26.677.747	37.365.915	11.203.229	523.507	361.681	412.885	16.820.481	6.569.786	5.800.382
Otras prestaciones de servicios	105.697.118	167.204.627	139.265.050	66.211.860	44.448.381	19.403.128	141.568.291	135.566.665	172.395.898
Otros ingresos	34.201.387	18.515.736	78.173.760	191.974.838	295.840.798	14.993.462	184.993.160	171.869.958	164.218.781
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(1.309.401.197)	(998.903.978)	(1.278.999.551)	(209.270.230)	(225.811.105)	(456.896.885)	(1.405.383.543)	(1.082.324.727)	(1.261.178.855)
Compras de energía	(788.420.653)	(568.466.950)	(681.252.650)	(165.988.305)	(186.778.094)	(188.141.869)	(1.041.607.105)	(616.825.105)	(602.540.949)
Consumo de combustible	(305.479.172)	(211.612.174)	(385.360.528)	(31.350.429)	(25.889.830)	(255.215.278)	(58.409.123)	(51.277.737)	(31.481.376)
Gastos de transporte	(151.948.780)	(182.821.321)	(190.345.945)	(2.887.610)	(3.021.027)	(4.645.155)	(93.644.111)	(72.787.402)	(142.758.291)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(63.552.592)	(36.003.533)	(22.040.428)	(9.043.886)	(10.122.154)	(8.894.583)	(211.723.204)	(341.434.483)	(484.398.239)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	743.475.938	741.059.606	623.673.259	329.616.190	476.545.224	211.992.469	861.076.422	785.155.365	866.852.756
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	21.505.569	14.831.058	11.267.275	27.871.087	21.102.202	12.470.077	12.046.728	13.877.942	15.741.611
Gastos por beneficios a los empleados	(131.005.350)	(123.792.285)	(104.960.338)	(182.617.639)	(154.686.549)	(119.207.683)	(107.989.443)	(100.646.527)	(106.756.270)
Otros gastos, por naturaleza	(111.451.891)	(116.287.888)	(109.459.496)	(150.390.841)	(138.909.308)	(114.875.019)	(169.097.432)	(147.251.808)	(154.523.039)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	522.524.266	515.810.491	420.520.700	24.478.797	204.051.569	(9.620.156)	596.036.275	551.134.972	621.315.058
Gasto por depreciación y amortización	(129.989.657)	(121.138.443)	(113.054.058)	(34.457.311)	(39.649.324)	(37.553.574)	(126.219.710)	(111.980.732)	(118.997.483)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(13.185.420)	(8.212.948)	(15.012.980)	(2.641.255)	(7.740.545)	(1.373.527)	(29.563.651)	(51.248.898)	(24.644.075)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	379.349.189	386.459.100	292.453.662	(12.619.769)	156.661.700	(48.547.257)	440.252.914	387.905.342	477.673.500
RESULTADO FINANCIERO	(47.542.058)	(43.026.391)	(91.641.919)	(39.636.349)	(94.354.564)	(64.962.488)	(127.456.000)	34.677.521	30.905.320
Ingresos financieros	52.121.989	56.783.528	24.927.472	112.698.021	37.262.480	8.339.316	88.275.167	146.393.325	182.577.796
Costos financieros	(81.683.556)	(102.213.764)	(97.012.353)	(90.124.247)	(73.869.756)	(57.873.835)	(227.554.883)	(120.173.373)	(155.317.783)
Resultados por Unidades de Reajuste	1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)	-	-	-	-		
Diferencias de cambio	(19.614.046)	11.818.600	(6.800.170)	(62.210.123)	(57.747.288)	(15.427.969)	11.823.716	8.457.569	3.645.307
Positivas	93.148.400	68.426.745	32.676.794	17.360.162	19.539.712	9.384.231	16.882.667	14.637.824	9.445.578
Negativas	(112.762.446)	(56.608.145)	(39.476.964)	(79.570.285)	(77.287.000)	(24.812.200)	(5.058.951)	(6.180.255)	(5.800.271)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(54.449.047)	24.211.200	27.938.403	34.721	144.312	(24.407)	-	3	-
Otras ganancias (pérdidas)	70.893.263	14.570.497	12.370.433	662.310	733.527	581.061	-	2.761.811	1.983.259
Resultado de Otras Inversiones	63.729.466	110.144	158.287	707.468	725.673	579.029	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	7.163.797	14.460.353	12.212.146	(45.158)	7.854	2.032	-	2.761.811	1.983.259
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	348.251.347	382.214.406	241.120.579	(51.559.087)	63.184.975	(112.953.091)	312.796.914	425.344.677	510.562.079
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(127.153.083)	(152.739.606)	(55.359.053)	(25.322.535)	(19.375.905)	(2.938.736)	(83.386.302)	(98.554.882)	(131.150.308)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	221.098.264	229.474.800	185.761.526	(76.881.622)	43.809.070	(115.891.827)	229.410.612	326.789.795	379.411.771
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-			-			-		
GANANCIA (PÉRDIDA)	**221.098.264**	**229.474.800**	**185.761.526**	**(76.881.622)**	**43.809.070**	**(115.891.827)**	**229.410.612**	**326.789.795**	**379.411.771**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	221.098.264	229.474.800	185.761.526	(76.881.622)	43.809.070	(115.891.827)	229.410.612	326.789.795	379.411.771
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	Chile 31/12/14 M$	Chile 31/12/13 M$	Chile 31/12/12 M$	Argentina 31/12/14 M$	Argentina 31/12/13 M$	Argentina 31/12/12 M$	Brasil 31/12/14 M$	Brasil 31/12/13 M$	Brasil 31/12/12 M$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	203.323.918	430.172.279	203.506.391	267.157.901	171.169.106	118.179.810	412.841.873	448.374.315	549.710.656
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	956.586.408	(283.356.920)	(11.503.480)	(236.905.557)	(164.720.608)	(102.006.046)	(142.166.536)	(185.875.967)	(321.032.173)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(1.096.385.941)	565.999.553	(529.252.790)	(28.140.190)	(4.113.277)	(32.486.937)	(326.502.619)	(199.139.356)	(254.099.560)

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$
1.601.692.842	1.312.563.122	1.229.969.272	796.341.810	643.504.088	568.105.958	(2.381.852)	(1.421.313)	(1.715.557)	7.253.876.320	6.264.445.902	6.495.953.448
1.590.209.560	1.270.600.838	1.195.438.205	784.863.792	604.015.742	546.249.647	(2.366.605)	(1.412.853)	(1.771.926)	6.819.760.882	5.696.777.240	6.182.123.698
1.445.643.276	1.176.055.779	1.103.242.308	701.058.885	560.310.262	528.929.083	(122.447)	(201.948)	-	6.236.134.845	5.168.220.551	5.725.898.591
492.002	3.280.645	2.566.899	16.384.949	8.823.805	38.502	-	-	-	60.898.686	56.401.832	20.021.897
144.074.282	91.264.414	89.628.998	67.419.958	34.881.675	17.282.062	(2.244.158)	(1.210.905)	(1.771.926)	522.727.351	472.154.857	436.203.210
11.483.282	41.962.284	34.531.067	11.478.018	39.488.346	21.856.311	(15.247)	(8.460)	56.369	434.115.438	567.668.662	313.829.750
(634.092.249)	(489.478.900)	(433.850.406)	(382.923.412)	(292.653.947)	(264.153.581)	(1.088)	31.462	56.359	(3.941.071.719)	(3.089.141.195)	(3.695.022.919)
(389.379.482)	(282.064.565)	(219.666.504)	(230.083.919)	(170.440.992)	(158.288.518)	3.056.025	3.962.147	1.220.180	(2.612.423.439)	(1.820.613.559)	(1.848.670.310)
(33.015.871)	(34.870.502)	(36.215.949)	(82.758.971)	(62.465.952)	(55.518.422)	(1.088)	-	-	(511.014.654)	(386.116.195)	(763.791.553)
(130.555.197)	(114.719.080)	(115.622.940)	(35.042.438)	(22.369.037)	(19.580.741)	(3.056.025)	(3.962.147)	(1.225.320)	(417.134.161)	(399.680.014)	(474.178.392)
(81.141.699)	(57.824.753)	(62.345.013)	(35.038.084)	(37.377.966)	(30.765.900)	-	31.462	61.499	(400.499.465)	(482.731.427)	(608.382.664)
967.600.593	823.084.222	796.118.866	413.418.398	350.850.141	303.952.377	(2.382.940)	(1.389.851)	(1.659.198)	3.312.804.601	3.175.304.707	2.800.930.529
10.209.703	8.810.875	6.497.515	3.969.512	3.343.451	2.690.904	1.673.387	-	-	77.275.986	61.965.528	48.667.382
(55.772.427)	(51.593.413)	(47.181.965)	(38.624.977)	(34.963.324)	(31.073.580)	-	-	-	(516.009.836)	(465.682.098)	(409.179.836)
(91.510.241)	(75.777.792)	(74.513.810)	(52.309.761)	(43.261.744)	(40.846.681)	709.553	1.389.851	1.659.198	(574.050.613)	(520.098.689)	(492.558.847)
830.527.628	704.523.892	680.920.606	326.453.172	275.968.524	234.723.020	-	-	-	2.300.020.138	2.251.489.448	1.947.859.228
(115.830.740)	(99.481.692)	(104.303.331)	(74.234.989)	(64.854.394)	(62.377.398)	1.552.503	1.631.326	1.802.110	(479.179.904)	(435.473.259)	(434.483.734)
(3.189.097)	(160.634)	(194.686)	(2.935.939)	(7.514.899)	(1.387.459)	-	-	-	(51.515.362)	(74.877.924)	(42.612.727)
711.507.791	604.881.566	576.422.589	249.282.244	203.599.231	170.958.163	1.552.503	1.631.326	1.802.110	1.769.324.872	1.741.138.265	1.470.762.767
(61.236.977)	(50.091.563)	(65.263.038)	(23.920.963)	(26.555.488)	(28.142.657)	36.630.022	11.321.527	2.462.555	(263.162.325)	(168.028.958)	(216.642.227)
18.603.031	18.522.711	13.289.208	3.921.832	3.522.291	5.284.506	(9.735.763)	(2.357.789)	(2.288.318)	265.884.277	260.126.546	232.129.980
(78.795.617)	(68.989.288)	(78.359.842)	(23.435.746)	(25.479.239)	(33.613.441)	9.735.764	2.357.786	2.288.316	(491.858.285)	(388.367.634)	(419.888.938)
-	-	-	-	-	-	-	-		1.633.555	(9.414.755)	(12.756.868)
(1.044.391)	375.014	(192.404)	(4.407.049)	(4.598.540)	186.278	36.630.021	11.321.530	2.462.557	(38.821.872)	(30.373.115)	(16.126.401)
1.520.289	843.353	731.896	3.950.172	4.238.355	934.728	(11.858.586)	(13.860.245)	(4.998.726)	121.003.104	93.825.744	48.174.501
(2.564.680)	(468.339)	(924.300)	(8.357.221)	(8.836.895)	(748.450)	48.488.607	25.181.775	7.461.283	(159.824.976)	(124.198.859)	(64.300.902)
2.561.039	933.704	2.467.940	-	-	-	-	-	-	(51.853.287)	25.289.219	30.381.936
120.697	381.011	(212.797)	93.547	723.159	464.456	-	-	-	71.769.817	19.170.005	15.186.412
-	-	(16)	-	-	-	-			64.436.934	835.817	737.300
120.697	381.011	(212.781)	93.547	723.159	464.456	-	-	-	7.332.883	18.334.188	14.449.112
652.952.550	556.104.718	513.414.694	225.454.828	177.766.902	143.279.962	38.182.525	12.952.853	4.264.665	1.526.079.077	1.617.568.531	1.299.688.888
(208.404.127)	(181.812.587)	(167.411.904)	(52.343.302)	(51.684.805)	(49.815.919)	-	-	-	(496.609.349)	(504.167.785)	(406.675.920)
444.548.423	374.292.131	346.002.790	173.111.526	126.082.097	93.464.043	38.182.525	12.952.853	4.264.665	1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
-			-			-			-	-	-
444.548.423	374.292.131	346.002.790	173.111.526	126.082.097	93.464.043	38.182.525	12.952.853	4.264.665	1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
444.548.423	374.292.131	346.002.790	173.111.526	126.082.097	93.464.043	38.182.525	12.952.853	4.264.665	1.029.469.728	1.113.400.746	893.012.968
-	-	-	-	-	-	-	-	-	610.157.869	658.514.150	377.350.521
-	-	-	-	-	-	-	-	-	419.311.859	454.886.596	515.662.447

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$
582.492.679	478.582.963	494.050.052	239.070.342	175.327.834	177.977.693	(6.848.719)	(2.650.853)	(62.167)	1.698.037.994	1.700.975.644	1.543.362.435
(202.123.930)	(229.211.864)	(254.598.240)	(75.195.327)	(63.697.550)	(60.075.017)	(599.882.048)	(297.024.180)	(92.921.124)	(299.686.990)	(1.223.887.089)	(842.136.080)
(320.548.584)	(220.291.845)	(192.885.791)	(118.613.377)	(105.415.120)	(96.548.298)	606.731.048	299.725.401	92.998.545	(1.283.459.663)	336.765.356	(1.012.274.831)

35.4 Generación y Transmisión, y Distribución por Países

a) Generación y Transmisión

País	Chile		Argentina		Brasil	
ACTIVOS	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
ACTIVOS CORRIENTES	587.911.081	511.796.884	111.345.580	107.811.492	179.310.128	139.953.310
Efectivo y equivalentes al efectivo	50.627.592	56.780.323	20.268.881	16.276.593	76.039.740	34.172.561
Otros activos financieros corrientes	4.389.709	23.956.079	-	-	26.000.508	26.631.685
Otros activos no financieros, corriente	10.766.653	2.104.085	2.909.678	4.163.710	15.508.149	12.892.720
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	317.283.266	204.574.890	55.648.584	54.585.788	35.732.810	30.862.099
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	113.265.863	116.673.985	28.040.438	28.288.101	23.607.823	33.710.120
Inventarios corrientes	36.871.184	14.662.964	2.268.098	3.015.290	24.762	24.335
Activos por impuestos corrientes, corriente	44.701.761	93.044.558	2.209.901	1.482.010	2.396.336	1.659.790
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	10.005.053	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	4.509.737.795	4.010.150.837	376.359.459	328.620.769	465.167.544	466.450.794
Otros activos financieros no corrientes	6.719.853	2.759.880	30.877	34.697	1	1
Otros activos no financieros no corrientes	42.847	41.506	3.804.828	495.445	7.666.802	24.179.550
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	-	-	174.458.331	156.318.116	8.630.215	7.818.925
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	31.402.626	31.832.066
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	1.852.154.229	1.739.823.985	1.981.428	2.402.684	19.298.297	9.466.233
Activos intangibles distintos de la plusvalía	18.851.913	14.551.065	70.302	91.877	2.847.709	2.556.250
Plusvalía	-	-	1.401.472	1.574.810	-	-
Propiedades, planta y equipo	2.621.113.891	2.249.838.283	191.081.462	152.164.545	362.640.263	352.672.949
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	10.855.062	3.136.118	3.530.759	15.538.595	32.681.631	37.924.820
TOTAL ACTIVOS	**5.097.648.876**	**4.521.947.721**	**487.705.039**	**436.432.261**	**644.477.672**	**606.404.104**

	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	321.118.495	164.347.787	137.890.412	(114.094.932)	(62.132.141)	1.258.524.552	1.156.438.452
	224.564.345	227.781.003	73.264.364	39.209.609	-	-	444.764.922	374.220.089
	20.460.311	59.041	-	121.357	-	-	50.850.528	50.768.162
	9.272.519	7.825.842	22.807.982	31.126.566	-	-	61.264.981	58.112.923
	53.822.823	56.083.837	35.628.118	28.784.409	248.342	278.427	498.363.943	375.169.450
	7.818.044	13.527.398	8.711.102	16.361.453	(104.338.221)	(62.410.568)	77.105.049	146.150.489
	12.342.664	15.841.374	22.290.073	19.731.805	-	-	73.796.781	53.275.768
	1.424.202	-	1.646.148	2.555.213	-	-	52.378.348	98.741.571
	-	-	-	-	(10.005.053)	-	-	-
	1.787.224.362	1.712.544.281	918.279.644	858.879.591	(1.242.631.650)	(977.828.980)	6.814.137.154	6.398.817.292
	1.170.931	1.260.169	16.166	6.692	-	-	7.937.828	4.061.439
	1.075.811	-	-	-	-	(407.692)	12.590.288	24.308.809
	2.177.709	3.509.648	-	-	-	-	185.266.255	167.646.689
	-	-	-	-	(31.402.626)	(31.832.066)	-	-
	-	-	57.999.593	57.988.639	(1.322.024.225)	(1.030.609.532)	609.409.322	779.072.009
	22.960.562	24.751.366	10.768.352	9.892.423	-	-	55.498.838	51.842.981
	4.886.064	5.213.756	8.527.161	8.287.322	110.795.201	85.020.310	125.609.898	100.096.198
	1.707.545.357	1.618.190.483	840.968.372	782.704.515	-	-	5.723.349.345	5.155.570.775
	-	-	-	-	-	-	-	-
	47.407.928	59.618.859	-	-	-	-	94.475.380	116.218.392
	2.116.929.270	**2.033.662.776**	**1.082.627.431**	**996.770.003**	**(1.356.726.582)**	**(1.039.961.121)**	**8.072.661.706**	**7.555.255.744**

País	Chile		Argentina		Brasil	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
PASIVOS CORRIENTES	**674.505.169**	**668.592.085**	**180.031.592**	**318.877.246**	**209.741.472**	**154.314.125**
Otros pasivos financieros corrientes	146.364.103	124.569.707	29.204.543	177.557.360	547.554	7.263.176
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	330.234.621	227.775.952	104.631.867	59.795.791	55.829.739	47.918.292
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	139.180.109	256.312.820	27.161.544	73.534.329	147.681.040	94.607.913
Otras provisiones corrientes	10.932.577	13.419.111	666.299	1.777.176	-	-
Pasivos por impuestos corrientes	31.480.257	31.752.583	6.836.964	1.330.433	2.213.037	2.048.620
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	16.313.502	14.761.912	11.530.375	4.882.157	3.470.102	2.476.124
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**1.060.892.738**	**771.344.735**	**154.168.284**	**104.952.969**	**8.446.341**	**26.868.554**
Otros pasivos financieros no corrientes	778.135.168	574.924.357	44.052.205	12.954.207	2.421.880	19.711.499
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	3.711.078	-	89.968	126.137	57.790	6
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	36.594.486	36.317.666	-	-
Otras provisiones no corrientes	25.161.118	17.426.844	-	5.389.574	5.571.273	6.795.372
Pasivo por impuestos diferidos	232.045.128	159.958.131	31.236.466	18.926.410	-	-
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	18.882.217	15.360.428	3.994.647	3.276.309	-	-
Otros pasivos no financieros no corrientes	2.958.029	3.674.975	38.200.512	27.962.666	395.398	361.677
PATRIMONIO NETO	**3.362.250.969**	**3.082.010.901**	**153.505.163**	**12.602.046**	**426.289.859**	**425.221.425**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.362.250.969	3.082.010.901	153.505.163	12.602.046	426.289.859	425.221.425
Capital emitido	2.066.342.520	1.863.803.648	108.474.430	75.661.025	115.185.419	111.945.652
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.401.123.725	1.446.722.329	(19.153.229)	(64.632.839)	159.510.944	171.051.337
Primas de emisión	206.008.557	206.008.557	-	-	-	-
Otras reservas	(311.223.833)	(434.523.633)	64.183.962	1.573.860	151.593.496	142.224.436
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**5.097.648.876**	**4.521.947.721**	**487.705.039**	**436.432.261**	**644.477.672**	**606.404.104**

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$
500.427.459	**229.570.428**	**111.916.694**	**121.172.689**	**(54.269.042)**	**12.105.477**	**1.622.353.344**	**1.504.632.050**
90.868.809	65.753.442	30.884.141	35.770.544	-	-	297.869.150	410.914.229
194.459.885	88.750.765	63.043.076	71.194.251	29.732.030	29.738.143	777.931.218	525.173.194
131.257.351	28.331.191	9.832.315	951.459	(84.001.072)	(17.632.666)	371.111.287	436.105.046
24.071.622	12.139.002	2.681.490	3.481.855	-	-	38.351.988	30.817.144
55.331.792	32.330.315	761.199	6.174.192	-	-	96.623.249	73.636.143
-	-	-	-	-	-	-	-
4.438.000	2.265.713	4.714.473	3.600.388	-	-	40.466.452	27.986.294
-	-	-	-	-	-	-	-
883.041.284	**864.631.943**	**322.944.470**	**304.848.189**	**(31.370.967)**	**(32.111.507)**	**2.398.122.150**	**2.040.534.883**
862.784.448	828.381.968	183.792.705	164.199.904	-	-	1.871.186.406	1.600.171.935
-	-	-	-	-	-	3.858.836	126.143
-	-	-	-	(31.686.032)	(32.111.507)	4.908.454	4.206.159
465.509	738.840	3.661.187	3.223.572	-	-	34.859.087	33.574.202
-	13.991.943	134.696.942	136.787.298	-	-	397.978.536	329.663.782
19.791.327	21.519.192	793.636	637.415	-	-	43.461.827	40.793.344
-	-	-	-	315.065	-	41.869.004	31.999.318
733.460.527	**939.460.405**	**647.766.267**	**570.749.125**	**(1.271.086.573)**	**(1.019.955.091)**	**4.052.186.212**	**4.010.088.811**
733.460.527	939.460.405	647.766.267	570.749.125	(1.271.086.573)	(1.019.955.091)	4.052.186.212	4.010.088.811
167.029.702	165.215.801	227.902.984	210.366.777	(1.172.172.225)	(958.973.816)	1.512.762.830	1.468.019.087
110.289.985	543.834.488	170.891.294	132.210.716	349.976.414	(168.587.688)	2.172.639.133	2.060.598.343
-	-	590.505	501.725	-	-	206.599.062	206.510.282
456.140.840	230.410.116	248.381.484	227.669.907	(448.890.762)	107.606.413	160.185.187	274.961.099
-	-	-	-	-	-	-	-
2.116.929.270	**2.033.662.776**	**1.082.627.431**	**996.770.003**	**(1.356.726.582)**	**(1.039.961.121)**	**8.072.661.706**	**7.555.255.744**

País	Chile			Argentina			Brasil		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	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$
INGRESOS	1.225.716.217	962.878.821	1.107.116.945	167.629.542	173.767.877	347.671.353	437.032.601	349.612.268	361.855.124
Ingresos de actividades ordinarias	1.204.491.069	961.131.300	1.046.837.045	124.403.558	138.071.696	344.621.942	437.032.601	349.355.959	361.855.124
Ventas de energía	1.155.805.379	860.581.278	995.304.342	75.488.280	109.113.647	341.123.404	369.739.130	286.300.194	294.359.410
Otras ventas	11.062.697	25.273.582	30.347	-	-	-	-	-	-
Otras prestaciones de servicios	37.622.993	75.276.440	51.502.356	48.915.278	28.958.049	3.498.538	67.293.471	63.055.765	67.495.714
Otros ingresos	21.225.148	1.747.521	60.279.900	43.225.984	35.696.181	3.049.411	-	256.309	-
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(750.212.920)	(494.891.536)	(753.997.627)	(47.296.149)	(56.031.618)	(281.490.845)	(234.224.494)	(141.838.915)	(131.313.182)
Compras de energía	(288.442.686)	(124.419.095)	(219.329.602)	(5.069.376)	(18.314.109)	(13.485.770)	(155.266.089)	(51.759.989)	(52.245.893)
Consumo de combustible	(305.475.422)	(211.607.777)	(385.352.659)	(31.350.429)	(25.889.831)	(255.215.278)	(58.409.123)	(51.277.737)	(31.481.375)
Gastos de transporte	(142.831.143)	(149.447.929)	(153.277.780)	(1.832.459)	(1.826.164)	(4.074.257)	(16.037.191)	(9.695.879)	(16.161.314)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(13.463.669)	(9.416.735)	3.962.414	(9.043.885)	(10.001.514)	(8.715.540)	(4.512.091)	(29.105.310)	(31.424.600)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	475.503.297	467.987.285	353.119.318	120.333.393	117.736.259	66.180.508	202.808.107	207.773.353	230.541.942
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	16.466.173	10.625.755	8.472.679	4.717.343	2.994.025	-	843.966	798.621	713.161
Gastos por beneficios a los empleados	(64.865.762)	(63.318.333)	(51.313.882)	(40.274.266)	(33.097.900)	(22.442.565)	(14.797.349)	(12.441.385)	(11.545.260)
Otros gastos, por naturaleza	(65.814.911)	(60.037.993)	(51.725.559)	(22.301.843)	(19.974.007)	(14.644.907)	(12.075.956)	(9.947.279)	(12.503.249)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	361.288.797	355.256.714	258.552.556	62.474.627	67.658.377	29.093.036	176.778.768	186.183.310	207.206.594
Gasto por depreciación y amortización	(98.700.534)	(90.062.966)	(82.066.125)	(23.684.899)	(26.740.217)	(23.217.258)	(26.790.105)	(24.882.875)	(26.462.161)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(12.461.456)	64.137	(11.027.857)	(81.595)	(5.788.835)	-	(1.154.947)	(695.613)	-
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	250.126.807	265.257.885	165.458.574	38.708.133	35.129.325	5.875.778	148.833.716	160.604.822	180.744.433
RESULTADO FINANCIERO	(81.712.534)	(62.651.050)	(63.763.352)	(1.703.724)	(85.446.574)	(37.367.253)	19.658.005	15.184.609	9.501.946
Ingresos financieros	2.020.079	3.536.277	5.972.775	83.671.357	4.244.643	2.841.601	23.653.993	19.932.500	24.959.636
Costos financieros	(74.368.101)	(77.521.638)	(67.876.690)	(23.365.736)	(31.560.337)	(23.674.870)	(14.528.800)	(12.677.600)	(18.097.957)
Resultados por Unidades de Reajuste	14.341.214	1.220.365	(785.468)	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	(23.705.726)	10.113.946	(1.073.969)	(62.009.345)	(58.130.880)	(16.533.984)	10.532.812	7.929.709	2.640.267
Positivas	30.902.041	26.215.267	7.585.199	15.924.492	18.008.940	7.926.758	15.287.550	13.724.429	8.385.976
Negativas	(54.607.767)	(16.101.321)	(8.659.168)	(77.933.837)	(76.139.820)	(24.460.742)	(4.754.738)	(5.794.720)	(5.745.709)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	(54.413.312)	24.211.203	27.938.714	-	144.312	(24.718)	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	42.651.566	2.556.683	172.116	662.310	733.527	500.770	-	-	-
Resultado de Otras Inversiones	42.651.566	110.144	158.288	707.468	725.673	498.738	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	-	2.446.539	13.828	(45.158)	7.854	2.032	-	-	-
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	156.652.527	229.374.721	129.806.052	37.666.719	(49.439.410)	(31.015.423)	168.491.721	175.789.431	190.246.379
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(61.058.446)	(58.588.721)	(48.515.925)	(28.903.711)	(7.294.916)	(5.394.465)	(39.386.507)	(25.337.026)	(27.804.757)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	95.594.081	170.786.000	81.290.127	8.763.008	(56.734.326)	(36.409.888)	129.105.214	150.452.405	162.441.622
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**95.594.081**	**170.786.000**	**81.290.127**	**8.763.008**	**(56.734.326)**	**(36.409.888)**	**129.105.214**	**150.452.405**	**162.441.622**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	95.594.081	170.786.000	81.290.127	8.763.008	(56.734.326)	(36.409.888)	129.105.214	150.452.405	162.441.622
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-

País	Chile			Argentina			Brasil		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	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$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	239.014.894	304.511.164	125.150.824	79.108.857	23.434.990	28.675.022	187.589.266	172.240.644	192.967.520
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	34.558.119	65.544.539	34.358.657	(56.312.879)	(38.876.836)	(20.355.421)	(24.096.560)	(6.217.205)	(37.318.172)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(281.839.416)	(319.365.277)	(352.028.788)	(18.507.611)	14.391.257	(21.575.050)	(122.230.027)	(203.692.092)	(188.035.537)

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$
753.385.347	639.460.200	580.151.107	401.695.198	315.886.096	282.124.274	(2.049.792)	(484.995)	(656.842)	2.983.409.113	2.441.120.267	2.678.261.961
744.236.225	634.800.723	579.490.649	392.252.284	294.442.189	280.813.676	(2.034.545)	(476.535)	(661.982)	2.900.381.192	2.377.325.332	2.612.956.454
743.649.327	634.181.459	578.673.437	325.248.022	275.491.763	273.293.947	-	-	-	2.669.930.138	2.165.668.341	2.482.754.540
476.853	-	-	12.603.162	8.817.669	-	-	-	-	24.142.712	34.091.251	30.347
110.045	619.264	817.212	54.401.100	10.132.757	7.519.729	(2.034.545)	(476.535)	(661.982)	206.308.342	177.565.740	130.171.567
9.149.122	4.659.477	660.458	9.442.914	21.443.907	1.310.598	(15.247)	(8.460)	5.140	83.027.921	63.794.935	65.305.507
(220.460.069)	(204.521.337)	(171.182.696)	(151.707.294)	(112.418.729)	(111.094.930)	(1.087)	-	(5.140)	(1.403.902.013)	(1.009.702.135)	(1.449.084.420)
(80.294.031)	(87.695.910)	(49.214.202)	(21.103.383)	(14.637.476)	(28.555.290)	3.056.025	3.962.147	1.220.179	(547.119.540)	(292.864.432)	(361.610.578)
(33.015.871)	(34.870.502)	(36.215.949)	(82.758.971)	(62.465.952)	(55.518.422)	(1.087)	-	-	(511.010.903)	(386.111.799)	(763.783.683)
(68.739.282)	(59.719.073)	(57.311.261)	(35.235.902)	(22.491.100)	(19.718.720)	(3.056.025)	(3.962.147)	(1.225.319)	(267.732.002)	(247.142.292)	(251.768.651)
(38.410.885)	(22.235.852)	(28.441.284)	(12.609.038)	(12.824.201)	(7.302.498)	-	-	-	(78.039.568)	(83.583.612)	(71.921.508)
532.925.278	434.938.863	408.968.411	249.987.904	203.467.367	171.029.344	(2.050.879)	(484.995)	(661.982)	1.579.507.100	1.431.418.132	1.229.177.541
5.763.279	5.001.430	4.133.486	550.306	461.664	157.020	1.673.387	-	-	30.014.454	19.881.495	13.476.346
(20.155.909)	(18.284.458)	(15.935.879)	(16.552.441)	(14.606.541)	(12.729.281)	-	-	-	(156.645.727)	(141.748.617)	(113.966.867)
(24.447.808)	(20.175.229)	(21.038.904)	(25.612.491)	(21.653.706)	(18.465.710)	377.492	484.995	661.982	(149.875.517)	(131.303.219)	(117.716.347)
494.084.840	401.480.606	376.127.114	208.373.278	167.668.784	139.991.373	-	-	-	1.303.000.310	1.178.247.791	1.010.970.673
(43.806.831)	(37.628.154)	(38.421.392)	(48.327.434)	(41.395.669)	(38.894.195)	-	-	-	(241.309.803)	(220.709.881)	(209.061.131)
(787.644)	76.227	(44.846)	(1.188.617)	(6.698.767)	(44.659)	-	-	-	(15.674.259)	(13.042.851)	(11.117.362)
449.490.365	363.928.679	337.660.876	158.857.227	119.574.348	101.052.519	-	-	-	1.046.016.248	944.495.059	790.792.180
(34.591.411)	(26.946.483)	(38.974.600)	(12.653.611)	(12.096.778)	(16.903.421)	11.024.798	4.146.888	1.721.129	(99.978.477)	(167.809.388)	(145.785.551)
11.379.616	11.265.048	5.210.427	1.062.402	1.144.181	1.230.290	(9.126.266)	(2.226.200)	(1.841.637)	112.661.181	37.896.449	38.373.092
(44.880.587)	(38.653.714)	(43.917.815)	(10.024.754)	(9.184.654)	(18.088.798)	9.126.265	2.226.198	2.196.021	(158.041.713)	(167.371.745)	(169.460.109)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	14.341.214	1.220.365	(785.468)
(1.090.440)	442.183	(267.212)	(3.691.259)	(4.056.305)	(44.913)	11.024.799	4.146.890	1.366.745	(68.939.159)	(39.554.457)	(13.913.066)
1.172.568	740.084	407.595	2.845.603	3.279.188	3.196	(9.007.246)	(8.975.752)	(4.235.887)	57.125.008	52.992.156	20.072.837
(2.263.008)	(297.901)	(674.807)	(6.536.862)	(7.335.493)	(48.109)	20.032.045	13.122.642	5.602.632	(126.064.167)	(92.546.613)	(33.985.903)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	(54.413.312)	24.355.515	27.913.996
74.183	310.238	187.055	61.637	(182.051)	562.330	-	-	-	43.449.696	3.418.397	1.422.271
-	-	-	-	-	-	-	-	-	43.359.034	835.817	657.026
74.183	310.238	187.055	61.637	(182.051)	562.330	-	-	-	90.662	2.582.580	765.245
414.973.137	337.292.434	298.873.331	146.265.253	107.295.519	84.711.428	11.024.798	4.146.888	1.721.129	935.074.155	804.459.583	674.342.896
(126.151.739)	(106.503.562)	(97.612.299)	(32.191.266)	(31.842.461)	(31.275.247)	-	-	-	(287.691.669)	(229.566.686)	(210.602.693)
288.821.398	230.788.872	201.261.032	114.073.987	75.453.058	53.436.181	11.024.798	4.146.888	1.721.129	647.382.486	574.892.897	463.740.203
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
288.821.398	**230.788.872**	**201.261.032**	**114.073.987**	**75.453.058**	**53.436.181**	**11.024.798**	**4.146.888**	**1.721.129**	**647.382.486**	**574.892.897**	**463.740.203**
288.821.398	230.788.872	201.261.032	114.073.987	75.453.058	53.436.181	11.024.798	4.146.888	1.721.129	647.382.486	574.892.897	463.740.203
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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	156.986.993	100.608.823	85.267.321	(407.289)	(529.831)	869.944	1.026.718.651	874.169.034	718.617.420
(185.214.366)	(125.834.718)	(172.564.767)	(18.336.629)	(8.773.627)	(11.625.051)	(107.704.873)	(80.477.575)	(58.128.604)	(357.107.188)	(194.635.422)	(265.633.358)
(151.340.517)	(104.425.180)	(64.595.057)	(109.291.615)	(96.493.312)	(70.735.871)	108.112.444	81.007.406	57.258.660	(575.096.742)	(628.577.198)	(639.711.643)

b) Distribución

País	Chile		Argentina		Brasil	
ACTIVOS	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
ACTIVOS CORRIENTES	300.765.617	192.097.248	409.109.176	217.226.660	589.020.643	413.137.593
Efectivo y equivalentes al efectivo	7.716.593	22.774.490	5.646.882	8.696.329	67.580.309	65.536.627
Otros activos financieros corrientes	470.266	309.009	-	-	6.971.011	16.895.101
Otros activos no financieros, corriente	4.837.555	1.793.463	1.192.805	1.181.675	96.485.884	71.204.617
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	257.568.198	149.400.234	360.374.168	201.404.669	410.307.454	256.308.402
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes	26.178.562	15.082.952	353.432	757.342	23.473	22.750
Inventarios corrientes	3.542.452	2.516.897	39.669.296	5.186.645	717.960	2.495.125
Activos por impuestos corrientes, corriente	451.991	220.203	1.872.593	-	6.934.552	674.971
Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta o como mantenidos para distribuir a los propietarios	-	-	-	-	-	-
ACTIVOS NO CORRIENTES	1.240.468.968	1.210.687.967	405.106.897	284.575.650	1.871.949.977	1.748.919.068
Otros activos financieros no corrientes	30.619	22.728	42.005	61.181	496.441.092	452.494.316
Otros activos no financieros no corrientes	188.157	319.503	427.860	480.779	58.185.573	58.799.681
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	7.364.933	6.055.189	1.294.740	1.668.894	88.314.071	34.859.235
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	486.605	-	-	-
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	541.582.223	552.161.023	19.612	21.641	-	-
Activos intangibles distintos de la plusvalía	14.613.951	13.175.169	2.463.635	2.644.331	1.055.986.162	1.052.932.113
Plusvalía	2.240.478	2.240.478	-	-	97.979.622	95.223.794
Propiedades, planta y equipo	674.156.509	636.528.765	400.372.440	279.698.824	24.072.231	20.065.773
Propiedad de inversión	-	-	-	-	-	-
Activos por impuestos diferidos	292.098	185.112	-	-	50.971.226	34.544.156
TOTAL ACTIVOS	**1.541.234.585**	**1.402.785.215**	**814.216.073**	**501.802.310**	**2.460.970.620**	**2.162.056.661**

	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$
	254.296.273	**286.639.350**	**142.931.833**	**106.049.491**	**(13.369.202)**	**(3.541.399)**	**1.682.754.340**	**1.211.608.943**
	133.186.201	116.480.956	60.751.331	41.802.393	-	-	274.881.316	255.290.795
	17.605.547	72.924.655	-	3.941.104	-	-	25.046.824	94.069.869
	2.994.894	3.591.691	4.217.571	2.013.596	-	-	109.728.709	79.785.042
	93.709.158	86.878.811	56.349.775	49.200.081	(70.326)	2.968	1.178.238.427	743.195.165
	2.636.246	2.735.244	13.402.430	3.156.941	(13.298.876)	(3.544.367)	29.295.267	18.210.862
	4.164.227	4.027.993	8.173.453	5.445.164	-	-	56.267.388	19.671.824
	-	-	37.273	490.212	-	-	9.296.409	1.385.386
	-	-	-	-	-	-	-	-
	928.936.117	**965.222.710**	**587.886.652**	**487.752.639**	**-**	**-**	**5.034.348.611**	**4.697.158.034**
	6.687	7.143	-	-	-	-	496.520.403	452.585.368
	2.568.364	-	-	-	-	-	61.369.954	59.599.963
	9.132.062	11.995.821	-	-	-	-	106.105.806	54.579.139
	-	-	-	-	-	-	486.605	-
	32.798.603	33.085.547	-	-	-	-	574.400.438	585.268.211
	17.651.975	18.832.051	6.385.114	3.788.645	-	-	1.097.100.837	1.091.372.309
	-	-	-	-	-	-	100.220.100	97.464.272
	842.119.957	864.965.468	581.501.538	483.963.994	-	-	2.522.222.675	2.285.222.824
	-	-	-	-	-	-	-	-
	24.658.469	36.336.680	-	-	-	-	75.921.793	71.065.948
	1.183.232.390	**1.251.862.060**	**730.818.485**	**593.802.130**	**(13.369.202)**	**(3.541.399)**	**6.717.102.951**	**5.908.766.977**

País	Chile		Argentina		Brasil	
PATRIMONIO NETO Y PASIVOS	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$	31/12/14 M$	31/12/13 M$
PASIVOS CORRIENTES	**244.981.388**	**228.651.495**	**739.412.769**	**446.887.893**	**382.669.070**	**310.263.199**
Otros pasivos financieros corrientes	133	131.149	6.842.312	8.217.233	78.327.002	59.916.172
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	117.620.794	103.303.719	670.451.782	358.293.966	278.869.512	199.096.766
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	111.172.127	111.091.592	1.448.331	1.566.103	3.897.216	20.234.079
Otras provisiones corrientes	71.623	140.885	32.678.820	47.584.766	3.335.096	1.162.162
Pasivos por impuestos corrientes	4.501.006	4.812.663	-	6.815.999	1	12.480.104
Provisiones por beneficios a los empleados corrientes	-	-	-	-	-	-
Otros pasivos no financieros corrientes	11.615.705	9.171.487	27.991.524	24.409.826	18.240.243	17.373.916
Pasivos incluidos en grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta	-	-	-	-	-	-
PASIVOS NO CORRIENTES	**72.612.722**	**43.735.684**	**137.796.785**	**26.488.657**	**930.337.149**	**772.314.235**
Otros pasivos financieros no corrientes	-	-	-	6.309.078	625.423.679	492.050.733
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	-	-	120.497.550	-	35.029.135	22.937.735
Cuentas por pagar a entidades relacionadas, no corrientes	-	-	-	-	-	-
Otras provisiones no corrientes	2.808.816	6.556.806	8.468.074	8.257.705	147.154.456	129.252.556
Pasivo por impuestos diferidos	23.042.447	16.820.903	-	-	-	21.675.958
Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes	24.649.613	19.385.185	8.831.161	6.363.973	122.729.879	106.313.626
Otros pasivos no financieros no corrientes	22.111.846	972.790	-	5.557.901	-	83.627
PATRIMONIO NETO	**1.223.640.475**	**1.130.398.036**	**(62.993.481)**	**28.425.760**	**1.147.964.401**	**1.079.479.227**
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.223.640.475	1.130.398.036	(62.993.481)	28.425.760	1.147.964.401	1.079.479.227
Capital emitido	367.928.682	367.928.681	61.605.286	69.224.795	398.597.876	387.386.697
Ganancias (pérdidas) acumuladas	1.227.190.356	1.134.938.013	(127.076.910)	(43.583.682)	135.984.405	202.932.488
Primas de emisión	566.302	566.302	-	-	-	-
Otras reservas	(372.044.865)	(373.034.960)	2.478.143	2.784.647	613.382.120	489.160.042
Participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.541.234.585**	**1.402.785.215**	**814.216.073**	**501.802.310**	**2.460.970.620**	**2.162.056.661**

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$
337.839.518	**289.883.566**	**165.061.350**	**119.780.608**	**(13.369.202)**	**(3.541.399)**	**1.856.594.893**	**1.391.925.362**
1.910.613	69.830.480	32.472.313	35.151.405	-	-	119.552.373	173.246.439
233.909.354	165.731.078	102.523.673	60.398.971	-	646	1.403.375.115	886.825.146
76.976.179	30.522.419	8.896.631	7.452.597	(13.369.202)	(3.542.045)	189.021.282	167.324.745
7.377.900	-	7.784.348	6.264.920	-	-	51.247.787	55.152.733
9.415.281	15.772.119	2.556.173	269.035	-	-	16.472.461	40.149.920
-	-	-	-	-	-	-	-
8.250.191	8.027.470	10.828.212	10.243.680	-	-	76.925.875	69.226.379
-	-	-	-	-	-	-	-
358.873.770	**345.076.634**	**271.208.226**	**213.494.034**	**-**	**-**	**1.770.828.652**	**1.401.109.244**
299.710.462	269.389.169	228.481.670	163.077.749	-	-	1.153.615.811	930.826.729
-	-	-	-	-	-	155.526.685	22.937.735
-	-	-	-	-	-	-	-
3.635.352	9.949.344	241.630	214.112	-	-	162.308.328	154.230.523
-	9.910.017	38.817.394	47.089.999	-	-	61.859.841	95.496.877
55.527.956	55.828.104	1.927.989	1.519.466	-	-	213.666.598	189.410.354
-	-	1.739.543	1.592.708	-	-	23.851.389	8.207.026
486.519.102	**616.901.860**	**294.548.909**	**260.527.488**	**-**	**-**	**3.089.679.406**	**3.115.732.371**
486.519.102	616.901.860	294.548.909	260.527.488	-	-	3.089.679.406	3.115.732.371
3.367.331	3.593.166	40.732.177	37.694.885	-	-	872.231.352	865.828.224
34.989.277	113.465.048	113.007.763	87.345.984	-	-	1.384.094.891	1.495.097.851
3.398.995	3.627.695	-	-	-	-	3.965.297	4.193.997
444.763.499	496.215.951	140.808.969	135.486.619	-	-	829.387.866	750.612.299
-	-	-	-	-	-	-	-
1.183.232.390	**1.251.862.060**	**730.818.485**	**593.802.130**	**(13.369.202)**	**(3.541.399)**	**6.717.102.951**	**5.908.766.977**

País	Chile			Argentina			Brasil		
ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	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$
INGRESOS	1.127.892.544	975.023.628	984.738.417	371.411.786	528.653.054	321.242.024	1.969.226.184	1.634.111.790	1.880.664.677
Ingresos de actividades ordinarias	1.116.092.611	959.692.207	974.543.003	222.534.863	268.473.426	309.297.973	1.784.233.024	1.462.498.140	1.716.445.896
Ventas de energía	997.836.085	842.753.580	859.734.418	204.714.773	252.621.413	292.980.498	1.696.855.326	1.388.685.125	1.609.908.784
Otras ventas	7.396.980	7.963.873	8.535.176	523.507	361.681	412.885	16.820.481	-	-
Otras prestaciones de servicios	110.859.546	108.974.754	106.273.409	17.296.583	15.490.332	15.904.590	70.557.217	73.813.015	106.537.112
Otros ingresos	11.799.933	15.331.421	10.195.414	148.876.923	260.179.628	11.944.051	184.993.160	171.613.650	164.218.781
MATERIAS PRIMAS Y CONSUMIBLES UTILIZADOS	(855.757.752)	(712.458.218)	(728.000.745)	(161.995.240)	(169.802.328)	(175.422.082)	(1.313.723.580)	(1.060.194.360)	(1.247.583.156)
Compras de energía	(766.324.946)	(628.376.374)	(642.760.395)	(160.940.088)	(168.486.826)	(174.672.141)	(1.029.857.439)	(686.576.752)	(668.946.700)
Consumo de combustible	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gastos de transporte	(56.360.475)	(57.958.728)	(59.678.207)	(1.055.152)	(1.194.862)	(570.898)	(78.999.828)	(64.041.259)	(128.233.904)
Otros aprovisionamientos variables y servicios	(33.072.331)	(26.123.116)	(25.562.143)	-	(120.640)	(179.043)	(204.866.313)	(309.576.349)	(450.402.552)
MARGEN DE CONTRIBUCIÓN	272.134.792	262.565.410	256.737.672	209.416.546	358.850.726	145.819.942	655.502.604	573.917.430	633.081.521
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.039.396	4.205.303	2.794.597	23.153.744	18.108.177	12.470.077	11.202.763	13.079.321	15.028.450
Gastos por beneficios a los empleados	(31.640.442)	(30.387.943)	(28.098.186)	(142.343.373)	(121.588.649)	(96.765.119)	(83.882.323)	(80.791.303)	(88.652.016)
Otros gastos, por naturaleza	(64.522.171)	(62.191.404)	(64.211.703)	(128.124.044)	(118.511.278)	(99.917.490)	(154.016.112)	(135.153.017)	(137.882.457)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN	181.011.575	174.191.366	167.222.380	(37.897.127)	136.858.976	(38.392.590)	428.806.932	371.052.431	421.575.498
Gasto por depreciación y amortización	(27.377.925)	(27.033.400)	(27.216.121)	(10.772.411)	(12.909.107)	(14.336.316)	(99.250.848)	(86.883.098)	(92.210.040)
Pérdidas por deterioro de valor (reversiones de pérdidas por deterioro de valor) reconocidas en el resultado del periodo	(776.091)	(8.277.086)	(6.631.388)	(2.559.659)	(1.951.710)	(1.373.527)	(28.330.530)	(50.553.285)	(24.644.075)
RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	152.857.559	138.880.880	133.374.871	(51.229.197)	121.998.159	(54.102.433)	301.225.554	233.616.048	304.721.383
RESULTADO FINANCIERO	5.623.543	500.342	9.223.777	(38.408.033)	(13.178.989)	(29.719.536)	(174.878.226)	(2.582.536)	12.072.874
Ingresos financieros	11.641.028	8.218.478	10.291.435	28.970.377	32.944.854	5.357.720	45.864.512	110.285.525	155.301.692
Costos financieros	(3.480.577)	(7.777.657)	(2.281.296)	(66.547.390)	(45.795.956)	(35.873.443)	(221.272.601)	(113.177.408)	(144.016.072)
Resultados por Unidades de Reajuste	634.552	558.758	1.204.984	-	-	-	-	-	-
Diferencias de cambio	(3.171.460)	(499.237)	8.654	(831.020)	(327.887)	796.187	529.863	309.347	787.254
Positivas	2.447.199	1.981.184	745.506	728.964	742.128	1.113.208	833.954	422.873	841.360
Negativas	(5.618.659)	(2.480.421)	(736.852)	(1.559.984)	(1.070.015)	(317.021)	(304.091)	(113.526)	(54.106)
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	-	-	-	34.721	-	310	-	-	-
Otras ganancias (pérdidas)	(392.778)	(176.425)	(173.274)	-	-	80.290	-	2.761.811	1.983.259
Resultado de Otras Inversiones	-	-	-	-	-	80.290	-	-	-
Resultados en Ventas de Activos	(392.778)	(176.425)	(173.274)	-	-	-	-	2.761.811	1.983.259
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	158.088.324	139.204.797	142.425.374	(89.602.509)	108.819.170	(83.741.369)	126.347.328	233.795.323	318.777.516
(Gasto) ingreso por impuestos a las ganancias	(36.244.349)	(31.370.850)	(24.732.757)	3.792.056	(10.685.347)	2.935.068	(18.559.097)	(66.562.047)	(100.740.767)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	121.843.975	107.833.947	117.692.617	(85.810.453)	98.133.823	(80.806.301)	107.788.231	167.233.276	218.036.749
Ganancia (Pérdida) de Operaciones Discontinuadas	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GANANCIA (PÉRDIDA)	**121.843.975**	**107.833.947**	**117.692.617**	**(85.810.453)**	**98.133.823**	**(80.806.301)**	**107.788.231**	**167.233.276**	**218.036.749**
Ganancia (Pérdida) Atribuibles a	121.843.975	107.833.947	117.692.617	(85.810.453)	98.133.823	(80.806.301)	107.788.231	167.233.276	218.036.749
Ganancia (pérdida), atribuible a los propietarios de la controladora	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ganancia (pérdida), atribuible a participaciones no controladoras	-	-	-	-	-	-	-	-	-

País	Chile			Argentina			Brasil		
ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	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$
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación	36.094.225	136.491.828	86.539.177	188.056.795	148.438.912	89.516.537	243.585.176	286.604.054	367.880.479
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	13.004.063	(25.261.494)	(34.314.066)	(180.592.386)	(126.534.530)	(81.650.625)	(239.357.913)	(152.257.499)	(195.010.512)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	(64.578.477)	(95.280.198)	(71.996.235)	(9.632.579)	(18.504.534)	(10.911.887)	623.587	(112.549.985)	(214.494.108)

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$
982.770.698	852.780.069	851.622.458	478.699.892	413.911.453	385.013.476	-	-	-	4.930.001.104	4.404.479.994	4.423.281.052
980.294.259	815.252.120	817.309.801	476.564.659	395.765.288	364.412.134	-	-	-	4.579.719.416	3.901.681.181	4.182.008.807
808.454.612	697.374.115	702.040.108	447.642.884	370.947.951	354.534.983	-	-	-	4.155.503.680	3.552.382.184	3.819.198.791
15.149	3.280.645	2.566.899	3.781.787	6.136	38.502	-	-	-	28.537.904	11.612.335	11.553.462
171.824.498	114.597.360	112.702.794	25.139.988	24.811.201	9.838.649	-	-	-	395.677.832	337.686.662	351.256.554
2.476.439	37.527.949	34.312.657	2.135.233	18.146.165	20.601.342	-	-	-	350.281.688	502.798.813	241.272.245
(547.593.754)	(464.474.672)	(464.300.285)	(315.115.520)	(266.450.403)	(252.013.491)	-	-		(3.194.185.846)	(2.673.379.981)	(2.867.319.759)
(416.564.592)	(349.818.265)	(348.283.812)	(292.686.474)	(241.896.638)	(228.550.090)	-	-	-	(2.666.373.539)	(2.075.154.855)	(2.063.213.138)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(88.136.414)	(78.964.131)	(81.988.858)	-	-	-	-	-	-	(224.551.869)	(202.158.980)	(270.471.867)
(42.892.748)	(35.692.276)	(34.027.615)	(22.429.046)	(24.553.765)	(23.463.401)	-	-	-	(303.260.438)	(396.066.146)	(533.634.754)
435.176.944	388.305.397	387.322.173	163.584.372	147.461.050	132.999.985	-	-		1.735.815.258	1.731.100.013	1.555.961.293
4.446.424	3.809.445	2.364.028	3.300.324	2.798.463	2.533.884	-	-	-	47.142.651	42.000.709	35.191.036
(35.616.518)	(33.308.955)	(31.246.085)	(21.542.237)	(20.112.810)	(18.344.299)	-	-	-	(315.024.893)	(286.189.660)	(263.105.705)
(67.631.351)	(55.855.565)	(53.663.965)	(26.098.988)	(21.220.124)	(22.294.925)	-	-	-	(440.392.666)	(392.931.388)	(377.970.540)
336.375.499	302.950.322	304.776.151	119.243.471	108.926.579	94.894.645	-	-	-	1.027.540.350	1.093.979.674	950.076.084
(71.998.972)	(61.825.005)	(65.854.529)	(26.510.068)	(24.005.738)	(23.483.203)	-	-	-	(235.910.224)	(212.656.348)	(223.100.209)
(2.401.454)	(236.860)	(149.840)	(1.747.322)	(816.132)	(1.342.800)	-	-	-	(35.815.056)	(61.835.073)	(34.141.630)
261.975.073	240.888.457	238.771.782	90.986.081	84.104.709	70.068.642	-	-	-	755.815.070	819.488.253	692.834.245
(26.624.087)	(23.123.000)	(26.268.820)	(11.494.113)	(14.976.086)	(11.503.704)	2.000.172	(53.882)	97.941	(243.780.744)	(53.414.151)	(46.097.468)
7.242.117	7.279.595	8.755.185	2.830.626	2.340.149	3.799.957	-	-	-	96.548.660	161.068.601	183.505.989
(33.912.253)	(30.335.480)	(35.098.814)	(14.065.160)	(16.965.295)	(15.535.299)	-	-	-	(339.277.981)	(214.051.796)	(232.804.924)
-	-	-	-	-	-	-	-	-	634.552	558.758	1.204.984
46.049	(67.115)	74.809	(259.579)	(350.940)	231.638	2.000.172	(53.882)	97.941	(1.685.975)	(989.714)	1.996.483
347.721	103.323	324.301	775.194	804.523	930.908	(635.440)	(599.999)	(193.281)	4.497.592	3.454.032	3.762.002
(301.672)	(170.438)	(249.492)	(1.034.773)	(1.155.463)	(699.270)	2.635.612	546.117	291.222	(6.183.567)	(4.443.746)	(1.765.519)
2.561.039	933.704	2.467.940	-	-	-	-	-	-	2.595.760	933.704	2.468.250
46.514	70.773	(399.853)	31.910	905.210	(97.875)	-	-	-	(314.354)	3.561.369	1.392.547
-	-	(16)	-	-	-	-	-	-	-	-	80.274
46.514	70.773	(399.837)	31.910	905.210	(97.875)	-	-	-	(314.354)	3.561.369	1.312.273
237.958.539	218.769.934	214.571.049	79.523.878	70.033.833	58.467.063	2.000.172	(53.882)	97.941	514.315.732	770.569.175	650.597.574
(82.240.147)	(75.302.320)	(69.798.727)	(19.790.239)	(19.520.536)	(18.540.672)	-	-	-	(153.041.776)	(203.441.100)	(210.877.855)
155.718.392	143.467.614	144.772.322	59.733.639	50.513.297	39.926.391	2.000.172	(53.882)	97.941	361.273.956	567.128.075	439.719.719
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
155.718.392	**143.467.614**	**144.772.322**	**59.733.639**	**50.513.297**	**39.926.391**	**2.000.172**	**(53.882)**	**97.941**	**361.273.956**	**567.128.075**	**439.719.719**
155.718.392	143.467.614	144.772.322	59.733.639	50.513.297	39.926.391	2.000.172	(53.882)	97.941	361.273.956	567.128.075	439.719.719
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

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$
218.066.750	204.679.719	208.363.262	83.447.069	79.288.813	92.710.372	91.870	32.942	(83.740)	769.341.885	855.536.268	844.926.087
(16.909.564)	(103.377.146)	(82.033.473)	(57.451.165)	(60.260.217)	(48.449.966)	(32.662.053)	(20.661.272)	(10.423.285)	(513.969.018)	(488.352.158)	(451.881.927)
(169.208.067)	(115.866.665)	(128.290.734)	(10.068.877)	(5.502.637)	(25.812.427)	32.570.183	20.628.331	10.507.025	(220.294.230)	(327.075.688)	(440.998.366)

Nota 36

Garantías Comprometidas con Terceros, otros Activos y Pasiv

36.1 Garantías Directas

	Deudor			Activos Comprometidos
Acreedor de la Garantía	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Tipo
Mitsubishi	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado
Credit Suisse First Boston	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda	Ciclo combinado
Banco de la Nación Argentina	Endesa Costanera	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes. de CAMMESA
Citibank N.A.	Endesa Argentina	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero
Citibank N.A. / Santander Río	Edesur	Acreedor	Prenda	Depósito de dinero
Banco Santander (Agente de garantía)	G.N.L. Quintero	Asociada	Prenda	Acciones
Deutsche Bank / Santander Benelux	Enersis S.A.	Acreedor	Cuenta de depósitos	Cuenta de depósitos
Varios Acreedores	Ampla S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.
Varios Acreedores	Coelce S.A.	Acreedor	Prenda sobre recaudación y otros	Cobranzas Ctes.
International Finance Corporation	CGT Fortaleza S.A.	Acreedor	Hipoteca y Prenda	Inmuebles y Equipos

Al 31 de diciembre de 2014 Enersis S.A. tenía compromisos futuros de compra de energía por un importe de M$ 33.344.231.316 (M$ 20.390.857.446 al 31 de diciembre de 2013).

36.2 Garantías Indirectas

	Deudor		Activos Comprometidos		
Acreedor de la Garantía	Nombre	Relación	Tipo de Garantía	Moneda	Valor Contable
Bonos y Créditos Bancarios	Chinango	Filial	Aval	M$	-

36.3 Litigios y Arbitrajes

A la fecha de preparación de estos Estados Financieros Consolidados, los litigios más relevantes de Enersis y sus filiales son los siguientes:

1.- En Argentina, en el año 2002 la Ley Nº 25.561 de Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario dejó sin efecto determinadas condiciones del contrato de concesión de la filial Edesur, estableciéndose asimismo, que este contrato se renegociase en un plazo razonable para adaptarlo a la nueva situación. Atendida la falta de renegociación, Enersis S.A., Chilectra S.A., Endesa Chile y Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.) presentaron en 2003 una solicitud de arbitraje al amparo del Tratado de Promoción y Protección de Inversiones Chileno-Argentino ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones ("CIADI"), demandando, por vía principal, que se declare la expropiación de la inversión con una indemnización total de US$1.306.875.960 (aprox. M$ 792.946.989); y, por vía subsidiaria, la indemnización de los daños ocasionados a la inversión por la falta de trato justo y equitativo, por un total de US$318.780.600, en ambos casos con un interés compuesto del 6,9% anual; además, las cantidades que resulten de los daños generados a partir del 1° de julio de 2004; y, finalmente, US$102.164.683 para Elesur S.A. (hoy Chilectra S.A.), por el menor precio recibido en la venta de sus acciones. En el año 2005 las autoridades argentinas y Edesur firmaron los documentos que constituyen el Acta Acuerdo, en la cual se establecen los términos y condiciones modificatorias y complementarias del Contrato de Concesión, previendo modificaciones a la tarifa, primero durante un período transitorio y luego mediante una Revisión Tarifaria Integral, en la que se fijarían las condiciones para un período tarifario ordinario de 5 años. El arbitraje se encuentra suspendido desde marzo de 2006 en cumplimiento de exigencias del Acta Acuerdo, así como se encuentra suspendida la designación de uno de los árbitros, el cual renunció en 2010 a su cargo. Con fecha 31 de diciembre de 2014 las partes informaron al CIADI su acuerdo de prorrogar la suspensión del procedimiento por 12 meses a contar de esa misma fecha, indicando también que cualquiera de las partes podrá solicitar la reanudación del procedimiento con un preaviso de 30 días corridos.

vos Contingentes y otros Compromisos

Activos Comprometidos		Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
Moneda	Valor Contable	Moneda	dic-14	dic-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$	-	-	-	-	-	-	-	-
M$	-	M$	-	102.302.517	-	-	-	-	-	-
M$	26.337.776	M$	50.509.024	56.138.756	-	-	-	-	-	-
M$	6.345.373	M$	161.031.458	178.884.259	-	-	-	-	-	-
M$	7.078.141	M$	77.294.260	101.052.930	-	-	-	-	-	-
M$	-	M$	-	25.461.857	-	-	-	-	-	-

Saldo pendiente al			Liberación de garantías					
Moneda	dic-14	dic-13	2015	Activos	2016	Activos	2017	2018
M$	-	4.692.397	-	-	-	-	-	-

2.- 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. (CELF). Este contrato fue rescindido con anterioridad al proceso de privatización de CELF. Dado que los activos de CELF fueron traspasados a Ampla en el proceso de privatización, Basilus (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 CELF, pero no es su sucesora legal, ya que esta sociedad estatal sigue existiendo y mantiene su personalidad jurídica. El demandante pide el pago de facturas pendientes y multas contractuales por la rescisión del contrato de obra civil. En marzo de 2009, los Tribunales resolvieron dando la razón a la demandante, por lo que Ampla y el Estado de Río de Janeiro interpusieron los correspondientes recursos. El 15 de diciembre de 2009 el Tribunal de Justicia Estadual 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).

3.- El Sindicato de los Trabajadores de Niterói, representando a 2.841 empleados, interpuso una reclamación laboral en contra de Ampla, solicitando el pago de diferencias salariales en un 26,05% a partir de febrero de 1989, en virtud del Plan Económico instituido por Decreto-ley nº. 2.335/87. En primera instancia, se dictó sentencia parcialmente desfavorable a Ampla, la cual determinó el pago de las diferencias salariales solicitadas desde el 1 de febrero de 1989, además de honorarios de abogados en un 15%. Ampla interpuso varios recursos, entre ellos un Recurso Extraordinario, pendiente de resolución.. El Tribunal ordenó la celebración de una audiencia de conciliación, que se celebró sin éxito. Paralelamente, Ampla ha presentado una Exceção de Pré-executividade con base en la jurisprudencia del Supremo Tribunal Federal, que ha declarado con anterioridad la no existencia de un derecho adquirido al reajuste (URP) -Unidade de Referência de Preços- del Decreto-ley nº. 2.235/87. Además, Ampla alegó la excepción de pago de estos reajustes y, subsidiariamente solicitó se declare la limitación de este reajuste a la fecha base (octubre/89). En primera instancia, Ampla logró la declaración de la inexigibilidad del título judicial, en contra de lo cual la se presentó un recurso de Agravo de Petição, obteniendo éxito en parte con respecto al tema de la excepción de pago, pero manteniéndose en lo demás lo sustentado por Ampla en cuanto a la limitación de las diferencias salariales a la fecha base (octubre/89). Con fecha 10 de septiembre de 2014 se resolvió por el tribunal rechazar los recursos (agravo de instrumento) presentados por ambas partes, las cuales interpusieron Embargos de Aclaración en contra de esta decisión. La cuantía de este proceso se estima en aprox. R$57 millones (aprox. M$ 13.020.510).

4.- La Companhia Brasileira de Antibióticos (Cibran) demandó a Ampla, la indemnización por la pérdida de productos y materias primas, rotura de maquinaria, entre otros, ocurridos debido al supuesto mal servicio suministrado por Ampla, entre 1987 y mayo de 1994, así como indemnización por daños morales. El proceso se encuentra relacionado a otros cinco procesos, cuyos fundamentos también son las interrupciones de suministro de energía, en el período que va entre los años 1987 a 1994, 1994 a 1999 y algunos días del año 2002. El juez ordenó la realización de una pericia única para estos procesos, la cual fue desfavorable en parte para Ampla, por lo que fue impugnada solicitándose la práctica de un nuevo peritaje. En septiembre de 2013 el juez rechazó el pedido anterior, ante lo cual Ampla interpuso embargos de declaración y posteriormente Agravo de Instrumento, todos los cuales fueron rechazados. En contra de esto último, Ampla interpuso recurso especial en agravo de instrumento ante el 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)

5.- En diciembre de 2001 la Constitución Federal brasileña fue modificada con la finalidad de someter la venta de energía eléctrica a tributación por la Contribución Financiera a la Seguridad Social (COFINS), que es un tributo que recae sobre los ingresos. La Constitución establece que los cambios legislativos referentes a contribuciones sociales entran en vigor a los 90 días de su publicación, por lo que Ampla empezó a tributar por este impuesto a partir de abril de 2002. La Administración Tributaria brasileña notificó Acta a Ampla por entender que la vacatio legis (entrada en vigencia diferida) de 90 días se refiere exclusivamente a normas con rango de Ley pero no es de aplicación a las normas constitucionales, cuyas modificaciones entran en vigor de forma inmediata. En noviembre de 2007 el recurso presentado en la segunda instancia administrativa (Consejo de Contribuyentes) fue decidido en contra de Ampla. En octubre de 2008 Ampla presentó recurso especial que no fue aceptado. El 30 de diciembre de 2013, Ampla fue notificada de la decisión que no aceptó el argumento de Ampla que el pago de la COFINS no era debido en el período de diciembre de 2001 a marzo de 2002 por haberse previsito 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)

6.- 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 períodos 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).

7.- En 1998, para financiar la adquisición de Coelce, Ampla realizó una emisión en el exterior de deuda a largo plazo a través de títulos denominados Fixed Rate Notes (FRNs) que se acogió a un régimen fiscal especial por el cual estaban exentos de tributación en Brasil los intereses percibidos por los suscriptores no residentes cuando la deuda se emitía con un vencimiento mínimo de 8 años. En 2005 la Administración Tributaria brasileña notificó a Ampla un Acta en la que declara la no aplicación del régimen fiscal especial, al entender que se habían producido implícitamente amortizaciones anticipadas antes del cumplimiento del plazo, debido a que Ampla había obtenido financiación en Brasil que destinó a financiar a los suscriptores de los FRNs. En opinión de Ampla, se trata de dos operaciones independientes y jurídicamente válidas. La no aplicación del régimen supone que Ampla habría incumplido la obligación de retener el impuesto e ingresarlo sobre los intereses pagados a los suscriptores no residentes. El Acta fue recurrida y en 2007 el Consejo de Contribuyentes la anuló. Sin embargo, la Administración Tributaria brasileña recurrió esta decisión ante la Cámara Superior de Recursos Fiscales, última instancia administrativa y el 6 de noviembre de 2012 falló en contra de Ampla. La decisión fue notificada a Ampla el 21 de diciembre de 2012 y el 28 de diciembre de 2012 Ampla procedió a presentar un recurso de aclaración al mismo órgano, con el objetivo de que se aclare en una resolución final los puntos contradictorios del fallo y que se incorporen al mismo los argumentos de defensa relevantes que fueron omitidos. El 15 de octubre de 2013 Ampla fue intimada de la decisión que rechazó el recurso de aclaración ("Embargo de Declaración") presentado el 28 de diciembre de 2012. Con ello, Ampla presentó acción judicial cautelar con el objeto de asegurar la obtención de certificación de regularidad fiscal, lo que le 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).

8.- Coelce factura al consumidor de "baja renta" (bajos ingresos) con un descuento social, lo que determina una tarifa final denominada de "baja renta". El Estado compensa a Coelce ese descuento a título de subsidio estatal. El ICMS (equivalente al IVA chileno) es trasladado (repercutido) por Coelce sobre el importe de la tarifa normal (sin el descuento). Por otro lado, el Estado de Ceará establece que el ICMS no aplica a facturaciones de entre 0 y 140 kwh. Por otra parte, Coelce, a efectos de calcular el importe de ICMS deducible respecto del total ICMS soportado en las compras de energía, debe aplicar la regla de "prorrata". La regla señala que es deducible el porcentaje que representen los ingresos gravados por ICMS sobre el total de ingresos (gravados por ICMS y no gravados con ICMS). Coelce considera, a efectos de su inclusión en el denominador de la prorrata, que el ingreso no gravado es el resultante de aplicar el precio de venta final de la energía (precio una vez descontado el subsidio) y la Administración sostiene que el ingreso no gravado es el precio de la tarifa normal (sin descontar el subsidio). La posición de la Administración implica un menor porcentaje de deducción de ICMS. La Hacienda entiende que en el cálculo de "Prorrata de ICMS" debería ser considerado el valor normal de la tarifa en los casos de venta de energía a "baja renta", en lugar de la tarifa reducida que es utilizada por Coelce. El criterio de la Hacienda resulta en un mayor porcentaje de ICMS no recuperable, por lo que resulta un mayor ICMS a pagar. Coelce sostiene que su cálculo está correcto, pues debe ser utilizado en el cálculo de "Prorrata de ICMS" el valor reducido de la tarifa pues ese es el real valor de la operación de venta de energía (la base del ICMS es el valor de la operación de salida de la mercancía). Respecto de Litigio año 2005: Tras la decisión desfavorable en el proceso administrativo, Coelce aguarda la presentación de la ejecución judicial por el Estado. Sin embargo, Coelce ya ha presentado la garantía bancaria para asegurar su derecho de certificación de regularidad fiscal. Respecto de los Litigios de años 2006, 2007, 2008 y 2009: Coelce presentó defensa administrativa. Las próximas actuaciones son seguir con la defensa los procesos judiciales y administrativos. La cuantía de estas reclamaciones asciende a R$ 103 millones (aprox. M$ 23.528.290)

9.- 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 Brasilia 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 Rio 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).

10.- 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, confundiéndose estos activos con los de propiedad de la compañía. Desde el año 1982 hasta junio 1995 COELCE pagó regularmente el arriendo por la utilización del sistema eléctrico a las cooperativas, actualizado mensualmente por el índice de inflación correspondiente. Sin embargo, a partir de junio de 1995, COELCE, siendo aún propiedad estatal, decidió no continuar actualizando el valor de los pagos como tampoco realizar los ajustes que procedían. En 1998 COELCE fue privatizada, oportunidad en la cual pasó a formar parte del Grupo 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, alternativamente, en el caso que los activos tuviesen algún valor, en que éste sería muy bajo, dado que Coelce es la que ha realizado la sustitución, ampliación y mantenimiento de los mismos. El importe total de estos juicios con Coperva corresponde a 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.

11.- 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.

12.- En el año 2010 fue notificada a CIEN una demanda interpuesta por Furnas Centrais Eletricas 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.

13.- 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 afirme 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.

14.- En febrero de 2007, la Administración Tributaria de Brasil levantó un acta a Endesa Fortaleza por PIS/COFINS por los períodos 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$85 millones aprox. (Apróx. M$ 19.416.550).

15.- 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 Endesa Brasil, 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 seria 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 Endesa Brasil (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).

16.- 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.

17.- La Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), en Colombia, mediante Resoluciones 506, de 28 de marzo de 2005, y 1189, de 8 de julio de 2005, impuso a Emgesa S.A. E.S.P, la EEB y la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá la ejecución de unas obras en el embalse de El Muña, de cuya efectividad, entre otras, depende el mantenimiento de la concesión de aguas a favor de EMGESA. Emgesa S.A. E.S.P. ha interpuesto una acción de nulidad y restablecimiento del derecho en contra de dichas resoluciones ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, Sección Primera, de modo de que ellas sean anuladas. En cuanto al estado procesal, se dictó sentencia de primera instancia rechazándose la nulidad de estas resoluciones. Se interpusieron recursos de apelación por Emgesa, la EEB y Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá, los que en la actualidad se encuentran pendientes de resolverse. Cuantía indeterminada.

18.- En Colombia, al crearse la filial de distribución eléctrica CODENSA, en el año 1997, la Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. (EEB) aportó a la nueva sociedad toda la infraestructura de alumbrado público y demás activos de comercialización y distribución a cambio del 51,5% de las acciones de Codensa. Sin embargo, no había absoluta claridad sobre el inventario de luminarias en la ciudad y eso generó posteriormente diferencias en cuanto a la facturación y liquidación del valor de la energía que CODENSA suministraba al municipio. En el año 2005 se pudo contar con un inventario georeferenciado de las luminarias, el cual arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que CODENSA efectivamente consideró en su facturación y liquidación al Distrito de Bogotá (el Distrito). Para solucionar el conflicto, las partes llevaron a cabo mesas de trabajo para llegar a un acuerdo. No obstante lo anterior, en el año 2009 un ciudadano particular presentó una acción popular en la cual se solicita al tribunal: (i) se declaren vulnerados los derechos a la moralidad administrativa y al patrimonio público; (ii) se ordene a CODENSA efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004; y, (iii) se le reconozca al demandante el incentivo por moralidad administrativa (15% de lo que recupere el Distrito). La sentencia de primera instancia, confirmada por el fallo de segunda instancia, ordenó a la Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (UAESP) y a CODENSA para que en término de dos meses contados a partir de la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados, más intereses. En el evento que no pudiere llegarse a un acuerdo, entonces la misma UAESP deberá realizar dentro de un nuevo término de dos meses la liquidación unilateral para ponerla

a consideración de CODENSA, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y, en caso de no pago, deberá proceder a ejecutar la sentencia. El 6 de septiembre de 2013 la Contraloría envió una comunicación a CODENSA anunciando futuras acciones de control en contra de la empresa y de UAESP por un presunto detrimento patrimonial del Distrito por valor de 95.142.786.544 pesos colombianos (aprox. M$ 23.785.696.), debido a pagos de aquella a ésta por concepto de alumbrado público entre 1998 y 2004. El 20 de septiembre de 2013, CODENSA respondió a la comunicación manifestando su desacuerdo con dicha cifra y propuso una mesa técnica de trabajo, la cual fue instalada llevándose a cabo diversas reuniones. Con base a los documentos allegados por Codensa y las aclaraciones expuestas, la Contraloría General emitió un nuevo informe, modificando el anterior, en el cual respalda la cifra obtenida de común acuerdo por la UAESP y Codensa. Adicionalmente, la Contraloría recomendó en su informe que la UAESP enviara este acuerdo al Juzgado con el fin de finiquitar la controversia con Codensa. Actualmente se está a la espera de que el Juzgado 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se pronuncie sobre el acuerdo suscrito entre Codensa y la UAESP.

19.- 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 habérseles 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).

20.- 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.

21.- 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 inadmisible 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).

22.- 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 un derecho de aprovechamiento de aguas no consuntivo en favor de Endesa Chile, para llevar a cabo el proyecto de la central hidroeléctrica Neltume, ello, con indemnización de perjuicios. En subsidio, se demanda la indemnización de daños y perjuicios supuestamente causados a los demandantes por la pérdida de su calidad de propietarios riberanos del lago Pirehueico, así como por la desvalorización predial. La parte demandada ha rechazado estas pretensiones fundada 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 aun se encuentran pendientes.

23.- Durante el año 2010 se iniciaron tres procesos judiciales indemnizatorios en contra de Endesa Chile, promovidos por supuestos afectados por la crecida del rio 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. Respecto de este 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 rechazó 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 primera instancia. Con fecha 2 de mayo de 2013, el tribunal de primera instancia dictó la sentencia complementaria correspondiente. Posteriormente, con fecha 14 de julio de 2014, la 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 fono 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 riesgo del monto demandado está cubierto por una póliza de seguro.

24.- 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 D.G.A. 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 D.G.A. 732 que autorizó el traslado del punto de captación de dichos derechos, aduciendo vicios de nulidad de derecho público. En el fondo, las pretensiones de los demandantes consisten en 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. El juicio de Ingeniería y Construcción Madrid S.A (Rol 7036-2010) se encuentra con el término probatorio vencido y citadas las partes a oír sentencia. En el otro juicio, (Rol 6705-2010), donde se 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 el cargo.
Con respecto a la causa Rol N°16025-2012 en el cual se impugna la resolución DGA 134, se declaró abandonado el procedimiento. En 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 de mayo de 2013, declarando abandonado el procedimiento. Resolución que ha quedado firme y ejecutoriada. Cuantía indeterminada.

25.- 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 Pirihueico, 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 Pirihueico a 900 metros aguas abajo en el rio Fui. Solicitan que se anote la sentencia de nulidad al margen de la escritura pública a que se redujo la referida resolución, 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 discutir 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 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. Con fecha 20 de agosto de 2013 se realizó la audiencia de conciliación que estaba pendiente, sin que ésta 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, (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.

26.- 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 Construcao e Administracao de Projetos Ltda., Slovenske Energeticke Strojarne 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 reconvencionalmente a Endesa Chile por un importe de aprox. USDMM1.294, equivalentes en moneda nacional a aprox. M$ 785.134.500, en el caso de Tecnimont, y USDMM15, 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 reconvencionales 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 (ver nota 41).

27.- 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 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.

28.- En agosto de 2013 la Superintendencia chilena de Medio Ambiente formuló cargos en contra de Endesa Chile, alegando a 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 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 recursos de protección (acciones constitucionales) en contra de Endesa Chile ante la Corte de Apelaciones de Concepción. El primero de ellos se fundamente en que Endesa Chile estaría operando la Unidad II de la Central Térmica Bocamina sin contar con las apropiadas autorizaciones ambientales, y el segundo, en 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, confirma 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 Resolución de Calificación Ambiental (RCA), y los cambios introducidos a ella, deben ser aprobados por medio de un Estudio de Impacto Ambiental (EIA)

29.- 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 reciprocas y que, como consecuencia de lo anterior, los mayores costos que corresponde a la inversión que se debe realizar para dar cumplimiento a la norma de emisión contenida en el DS (MMA) N° 13, de 2011, deben ser compartidos por las partes, por lo cual la demandada debería comenzar a pagar has0ta 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 reconvencional 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 reconvencional. Con fecha 11 de septiembre de 2014 Collahuasi presenta su dúplica en la demanda principal y su réplica de demanda reconvencional. Con fecha 1 de octubre de 2014, Celta presentó su dúplica a la demanda reconvencional. Adicionalmente el Juez Árbitro formuló un cuestionario con preguntas a cada parte por separado y también con preguntas comunes.

Una vez que éstas fueron respondidas, el árbitro dio a las partes plazo hasta el 16 de enero de 2015 para objetar u observar las respuestas proporcionadas y los documentos acompañados de contrario.

La Administración de Enersis S.A. considera que las provisiones registradas en los Estados Financieros Consolidados cubren adecuadamente los riesgos por los litigios descritos en esta Nota, por lo que no esperan que de los mismos se desprendan pasivos adicionales a los 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.

36.4 Restricciones Financieras

Diversos contratos de deuda de la sociedad, como de algunas de sus filiales, incluyen la obligación de cumplir ciertos ratios 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 Enersis y de Endesa Chile contienen cláusulas de cross default. Las líneas de crédito bajo ley chilena, que Endesa Chile subscribió en febrero de 2013 y Enersis en abril de 2013, estipulan que el cross default se desencadena sólo por incumplimiento del propio Deudor no haciendo referencia a sus filiales, es decir Enersis o Endesa Chile, respectivamente. Para que se produzca el aceleramiento de la deuda de estas líneas debido al cross default originado en otra deuda, el monto en mora en una deuda debe exceder los US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas y además deben incluirse otras condiciones adicionales como por ejemplo la expiración de períodos de gracia. Desde su suscripción, estas líneas de crédito no han sido desembolsadas, y su vencimiento es febrero de 2016 y abril de 2016, respectivamente. 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 períodos 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 Enersis y 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 la misma sociedad, o de cualquiera de sus filiales chilenas, por cualquier monto en mora, siempre que el principal de la deuda que da origen al cross default exceda los US$ 30 millones, o su equivalente en otras monedas. El aceleramiento de la deuda por causal de cross default no se da en forma automática, sino que deben exigirlo los titulares de al menos un 25% de los bonos de una determinada serie de Yankee Bonds. Adicionalmente, los eventos de quiebra o insolvencia de filiales en el extranjero no tienen efectos contractuales en los Yankee Bonds de Enersis ni de Endesa Chile. Los Yankee Bonds de Enersis vencen en 2016 y 2026 mientras que los Yankee Bonds de Endesa Chile vencen en 2015, 2027, 2024, 2037 y 2097. 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 Enersis y Endesa Chile emitidos en Chile estipulan que el cross default se puede desencadenar sólo por incumplimiento del propio Emisor, en los casos en que el monto en mora exceda un 3% del Total de Activos Consolidados en el caso de Enersis y los US$ 50 millones, o su equivalente en otras monedas en el caso de Endesa Chile. 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 mantiene el Grupo Enersis 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.

El bono local Serie B2 de Enersis incluye los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en el respectivo contrato:

- **Patrimonio Consolidado:** Se debe mantener un Patrimonio Mínimo de $ 616.047 millones, límite que se actualiza al cierre de cada ejercicio, según lo establecido en el contrato. El Patrimonio es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2014, el Patrimonio de Enersis fue de $ 8.279.219 millones.
- **Razón de Endeudamiento:** Se debe mantener una Razón de Endeudamiento, definida como la razón entre Pasivo Exigible y Patrimonio Neto menor o igual a 2,24. El Pasivo Exigible es la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, mientras que el Patrimonio Neto es la suma entre el Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. Al 31 de diciembre de 2014, la Razón de Endeudamiento fue de 0,92.
- **Activos Susceptibles de Constituirse en Garantía:** Se debe mantener activos susceptibles de constituirse en garantía respecto a Pasivos Exigibles No Garantizados en una razón mayor o igual a 1. El Total de Activos Libres será la diferencia entre el Total de Activos Depurados o Libres y el Total de Activos Grabados. Para el Total de Activos Depurados o Libres se considera el Total de Activos menos la suma de Efectivos en caja, Saldos en bancos, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corriente, Pagos anticipados, corrientes, Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes, y Activos intangibles identificables, bruto, mientras que el Total de Activos Grabados corresponde a los activos comprometidos a través de garantías directas. Por otro lado, los Pasivos Exigibles No Garantizados corresponden a la suma entre el Pasivo corriente total y Pasivo no corriente total, descontando los Pasivos Garantizados a través de garantías directas. Al 31 de diciembre de 2014, la relación mencionada fue de 1,81.

Cabe señalar, que la línea de crédito local, no desembolsada, incluye 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.

Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Enersis era la Razón Deuda/EBITDA, correspondiente a las líneas locales que vencen en abril de 2016.

Por su parte, los bonos de Endesa Chile emitidos en Chile incluyen los siguientes covenants financieros, cuyas definiciones y fórmulas de cálculo se establecen en los respectivos contratos:

Serie H

- **Nivel de Endeudamiento Consolidado:** Se debe mantener una relación entre Obligaciones Financieras y Capitalización Total menor o igual a 0,64. Obligaciones Financieras es la suma entre Préstamos que devengan intereses, corriente, Préstamos que devengan intereses, no corrientes, Otros pasivos financieros, corrientes, Otros pasivos financieros, no corrientes y Otras obligaciones garantizadas por el Emisor o sus filiales, mientras que Capitalización Total es la suma entre Obligaciones Financieras y Patrimonio Total. Al 31 de diciembre de 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, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis; 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, y operaciones de asociadas de largo plazo de Endesa Chile en las que no tiene participación Enersis. 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 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, Patrimonio neto atribuible a los propietarios de la controladora y Participaciones no controladoras. 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 Edelnor sólo tiene un covenant, Razón de Endeudamiento, presente en los bonos locales, cuyo último vencimiento es en enero de 2033. Por otro lado, 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. Por su parte, la deuda de Piura incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda y Nivel de Endeudamiento. Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Piura era el Nivel de Endeudamiento correspondiente al contrato de leasing para la construcción de la central Reserva Fría con el Banco de Crédito del Perú, cuyo vencimiento es en julio de 2020.

En Brasil, la deuda de Coelce incluye el cumplimiento de los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Nivel de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Coelce era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 3era Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en octubre de 2018. Por su parte, la deuda de Ampla incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA), Razón de Endeudamiento y Cobertura de Intereses (Ratio EBITDA/Gastos Financieros). Al 31 de diciembre de 2014, el covenant financiero más restrictivo de Ampla era el Ratio Deuda/EBITDA, correspondiente a la 6ª, 7ª y 8ª Emisión de bonos locales, cuyo último vencimiento es en julio de 2019. La deuda de Cien incluye los siguientes covenants: Capacidad de pago de la deuda (Ratio Deuda/EBITDA) y Razón de Endeudamiento por un crédito con el Banco Nacional do Desenvolvimento, con vencimiento en junio de 2020. Al 31 de diciembre de 2014, el covenant más restrictivo era la Razón Deuda/EBITDA.

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 Enersis.

En Colombia, la deuda de Codensa y la de Emgesa no están sujetas al cumplimiento de covenants financieros, situación que también aplica a la deuda del resto de compañías 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 31 de diciembre de 2013, ni Enersis 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 restructuración 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 Enersis.

36.5 Otras Informaciones.

Endesa Costanera S.A.

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.

El día 25 de noviembre de 2010 se firmó entre la Secretaría de Energía y las principales empresas de generación de energía eléctrica el "ACUERDO PARA LA GESTIÓN Y OPERACIÓN DE PROYECTOS, AUMENTO DE LA DISPONIBILIDAD DE GENERACION TERMICA Y ADAPTACIÓN DE LA REMUNERACION DE LA GENERACION 2008-2011" (en adelante el "Acuerdo"). Posteriormente, el 10 de marzo de 2011 la Secretaría de Energía mediante nota S.E. N° 1593/11, comunicó su aprobación al proyecto de generación presentado por SADESA, DUKE y las empresas de generación en las que participa el Grupo ENEL (Hidroeléctrica El Chocón, Endesa Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A.) (en conjunto "las Generadoras"), en el marco del Acuerdo mencionado.

En ese sentido, las Generadoras se han comprometido a aplicar las Liquidaciones de Venta con Fecha de Vencimiento a Definir ("LVFVD") generadas durante el período comprendido entre el 1° de enero de 2008 y el 31 de diciembre de 2011 para la construcción de un nuevo ciclo combinado de 800 MW "Central Vuelta de Obligado" a ser instalado en la Provincia de Santa Fe. Dicho aporte será devuelto una vez adicionada la tasa de interés estipulada en la Resolución S.E. N° 406/03 y convertido a moneda estadounidense a la fecha de la firma del Acuerdo, en 120 cuotas mensuales iguales y consecutivas, a partir de la habilitación comercial del ciclo combinado, con más un rendimiento anual equivalente al obtenido de aplicar una tasa LIBOR 30 días + 5%.

Durante el mes de diciembre de 2014, se produjo la operación inicial de la central a ciclo abierto con dos TG de 270 MW cada una, previéndose el cierre como Ciclo Combinado de alta eficiencia durante el transcurso de 2015.

Las LVFVD aplicadas al proyecto por las Generadoras serán registradas en moneda estadounidense cuando se considere que los hechos y circunstancias que permitan su reconocimiento estén asegurados con certeza. Los efectos de esta dolarización, de concretarse, quedaran reflejados en los próximos estados financieros anuales y originarían una ganancia de aproximadamente 109.507 millones de $ chilenos entre las empresas de generación en las que participa el Grupo ENEL (Hidroeléctrica El Chocón, Endesa Costanera S.A. y Central Dock Sud S.A.).

Edesur S.A.

Con fecha 12 de julio de 2012, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad de la República Argentina (ENRE), mediante Resolución N° 183/2012, ha informado a Edesur la designación de un "Veedor" (Ing. Luis Miguel Barletta) por un plazo de 45 días prorrogables, con el fin de fiscalizar y verificar todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur.

En especial estos actos se refieren a las vinculadas a las previsiones legales y contables sobre afectación de fondos suficientes para atender al pago de la totalidad de las obligaciones comprometidas y las necesarias para que adecue su accionar al cumplimiento de la obligación que le impone su contrato de concesión. La Veeduría fue prorrogada mediante Resolución ENRE 246/2012, 337/2012 y 34/2013, la Disposición ENRE Nº 25/2013, la Resolución 243/2013, la Disposición ENRE Nº 2/2014 y 36/14, la Resolución Nº 31/14.

Asimismo, mediante la Disposición ENRE Nº 244/14 de fecha 3 de septiembre de 2014, se designó en sustitución del Ing. Ricardo Alejandro Martinez Leone, a Rubén E. Segura por un plazo de 90 días hábiles prorrogables, a fin que el mismo continúe con la fiscalización y control de todos los actos de administración habitual y de disposición vinculados a la normal prestación del servicio público de distribución de energía eléctrica a cargo de Edesur S.A.

La designación de la figura del Veedor" no supone la pérdida del control de Enersis sobre Edesur. Edesur considera que dicha designación y los fundamentos de la misma son improcedentes y por ello ha presentado los recursos correspondientes ante la ENRE cada vez que ha ocurrido la prórroga.

Continuando con el procedimiento establecido por la Resolución SE N° 250/2013, con fecha 24 de junio de 2014 la SE emitió su Nota N° 4.012/2014 que, aprueba los valores correspondientes al Mecanismo de Monitoreo de Costos (MMC) hasta el mes de marzo de 2014. Posteriormente con fecha de 9 octubre 2014, mediante Nota SE N° 486/2014, se aprueban los valores correspondientes al MMC hasta agosto 2014 y con fecha 18 de diciembre 2014, mediante Nota SE N°1.136/2014 se aprueban los valores correspondientes a MMC hasta diciembre 2014. Por estas notas se reconocieron, en el ejercicio finalizado el 31 de diciembre de 2014, otros ingresos operativos por 144.485 millones de $ chilenos, que generaron un crédito que se compensó parcialmente contra el pasivo registrado por los excedentes PUREE retenidos por Edesur, por 41.005 millones $ chilenos. Esto implicó, asimismo, reconocer los intereses correspondientes a ambos conceptos, que en el neto resultó en una ganancia a favor de Edesur de 23.849 millones $ chilenos.

A la fecha de cierre de los presentes estados financieros, el saldo del crédito generado por la mencionada Resolución SE N° 250/2013 y por las Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 asciende a 253.484 millones $ chilenos y se expone en los "Otros activos" del activo corriente.

En relación con las LVFVD pendientes de emisión y su cancelación mediante entrega en parte de pago de la deuda mantenida por la Sociedad con CAMMESA, según lo previsto en la Resolución SE N° 250/2013, las Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 Edesur rechazó notas de débito emitidas por CAMMESA por un total de 28.403 millones $ chilenos en concepto de intereses por mora. Motiva este rechazo el hecho que la Resolución SE N° 250/2013 impuso un régimen especial para el pago de las compras de energía adeudadas a la fecha de tal resolución, habiéndose allí impartido a CAMMESA las instrucciones y autorizaciones pertinentes, procedimiento extendido luego mediante Notas SE N° 6.852/2013, N° 4.012/2014, N° 486/2014 y N° 1.136/2014 en tanto Edesur presentó los desistimientos indicados en la Resolución SE N° 250/2013. La falta de emisión de las LVFVD es ajena a la competencia de la Sociedad y por lo tanto no es de su responsabilidad. Consecuentemente, Edesur considera canceladas en tiempo y forma tales obligaciones y no registra intereses por esta deuda.

Centrales Hidroeléctricas de Aysén, S.A.

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 41)

Nota 37
Dotación

La distribución del personal de Enersis, incluyendo la información relativa a las filiales en los cinco países donde está presente el Grupo, al 31 de diciembre de 2014 y 2013, era la siguiente:

	31/12/14				
País	Gerentes Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	Promedio del período
Chile	101	2.113	310	2.524	2.503
Argentina	29	3.335	1.109	4.473	4.223
Brasil	28	2.395	272	2.695	2.648
Perú	18	792	141	951	944
Colombia	34	1.568	30	1.632	1.613
Total	210	10.203	1.862	12.275	11.931

	31/12/13				
País	Gerentes Ejecutivos Principales	Profesionales y Técnicos	Trabajadores y Otros	Total	Promedio del período
Chile	100	2.008	304	2.412	2.404
Argentina	39	2.860	1.054	3.953	3.688
Brasil	32	2.385	255	2.672	2.692
Perú	19	769	150	938	937
Colombia	26	1.542	31	1.599	1.580
Total	216	9.564	1.794	11.574	11.301

Nota 38
Sanciones

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

a) 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 Básica 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 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:

  Aplíquese 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.- Chilectra S.A.

- Por la renta del AT 2012 (año comercial 2011): la multa corresponde giro emitido por SII producto de fiscalización a Renta AT 2012, en la cual se detectó diferencias en la determinación de Renta Liquida Imponible, específicamente en el monto rebajado como pérdida de arrastre, ya que dicha partida se modificó como consecuencia de fiscalizaciones a dicha partida correspondiente a años anteriores y se rebajó respecto a la declarada en su oportunidad. Multa de $114.291.807. **Terminada y pagada** (junio 2014).

- Para el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2012, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) con 19 multas por un monto de M$ 1.050.663.

- Durante el ejercicio 2013, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 7 multas por un monto de M$ 227.507.

- Durante el ejercicio 2014, Chilectra S.A. fue sancionada por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles con 8 multas por un monto de M$ 459.453.

4.- Edesur S.A.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2013 y terminado el 30 de junio de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 150 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, y seguridad en la vía pública, por un monto de $ 23.640.000 pesos argentinos (aprox. M$ 1.677.414). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2013 y terminado el 30 de septiembre de 2013, Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 111 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial, por un monto de $ 28.270.000 pesos argentinos (aprox. M$ 2.005.943) y de seguridad en la vía pública por un monto de $ 1.536.000 pesos argentinos (aprox. M$ 108.989). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1º de octubre de 2013 y terminado el 31 de diciembre de 2013 Edesur S.A. recibió del Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) 8 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de $ 2.766.029 pesos argentinos (aprox. M$ 196.268) y de seguridad en la vía pública por un monto de $ 4.973.300 pesos argentinos (aprox. M$ 352.889). Se encuentran en trámite los recursos contra las sanciones.

- Para el período iniciado el 1º de enero y finalizado el 30 de junio de 2014, Edesur S.A. fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 13 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y comercial por un monto de $ 10.685.000 pesos argentinos (aprox. M$ 758.171) y con 20 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de $ 26.975.000 pesos argentinos (aprox. M$ 1.914.055), y se le han impuesto resarcimientos a usuarios por $ 389.000.000 pesos argentinos (aprox. M$ 27.602.123).

- Para el período iniciado el 1° de julio de 2014 y finalizado el 30 de septiembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 3 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de $ 114.627 pesos argentinos (aprox. M$ 8.134) y con 12 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de $ 13.112.132 pesos argentinos (aprox. M$ 930.392).

- Para el período iniciado el 1º de octubre de 2014 y finalizado el 31 de diciembre de 2014, Edesur S.A. ha sido sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) con 4 sanciones por incumplimientos de normas de calidad técnica y calidad comercial de $ 35.914.427 pesos argentinos (aprox. M$ 2.548.366) , y con 11 sanciones por incumplimientos de normas de seguridad en la vía pública por un monto de $ 19.853.878 pesos argentinos (aprox. M$ 1.408.764).

5.- Hidroeléctrica El Chocón S.A.

- Para el período 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 punitorios por esta sanción.

- Para el período 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).

6.- 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.

7.- Central Dock Sud S.A.

- Durante el año 2013, Central Dock Sud S.A. (CDS) fue sancionada por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) en su condición de generador del Mercado Eléctrico Mayorista en la suma de $ 794,11 pesos argentinos (aprox. M$ 56), por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), en el período comprendido entre enero y junio de 2012.

- El 30 de julio de 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) impuso a CDS una sanción por un monto de $ 3.202,66 pesos argentinos (aprox. M$ 227), que fue debidamente cancelada, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR) en el período comprendido entre los meses de enero y junio de 2013.

- Para el período iniciado el 1° de enero de 2014 y terminado el 30 de junio de 2014, el ENRE impuso a CDS una sanción por un monto de $ 5.516,57 pesos argentinos (aprox. M$ 392) que fueron abonados, por un incumplimiento a lo dispuesto en el Anexo 24 de LOS PROCEDIMIENTOS (Res. ex-S.E. N° 61/92, sus modificatorias y complementarias), en cuanto a indisponibilidades de los Enlaces de Datos del Sistema de Operación en Tiempo Real (SOTR), por el período comprendido entre los meses de julio y diciembre de 2012.

8.- Yacylec S.A.

- Durante el año 2013 el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso una sanción por salida de línea de transmisión operada por Yacylec S.A. por $ 584 pesos argentinos (aprox. M$ 41) la cual fue trasladada al transportista independiente Yacylec S.A. por el concesionario de transporte en alta tensión, Transener S.A. y abonada. Durante 2013 otras sanciones por salida de líneas de transmisión por $ 7.843 pesos argentinos (aprox. M$ 557) y por salida de reactores por $ 225.297 pesos argentinos (aprox. M$ 15.986) han sido dispuestas por el Ente Nacional Regulador de la Electricidad respecto de instalaciones de Yacylec S.A., pero aún no fueron trasladadas por Transener S.A. para su cobro.

- Durante el año 2014, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad dispuso sanciones por salida de líneas de transmisión operadas por Yacylec S.A. por $ 5.601 pesos argentinos (aprox. M$ 397) y por salida de reactores operados por Yacylec S.A. por $ 9.871 pesos argentinos (aprox. M$ 700), las cuales aún no fueron trasladadas por Transener S.A. para su cobro.

9.- 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.

10.- Coelce

- Para el período 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 Brasileño 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 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.

11.-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 multas 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).

12.- Edelnor S.A.A.

- Durante el 2012, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por la Administración Tributaria peruana (SUNAT) vinculadas a la determinación del Impuesto a la Renta de los años 2007 y 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.19.748.961 (aprox. M$ 4.008.927). Los recursos de apelación presentados, se encuentran pendientes de resolución por el Tribunal Fiscal.

- Para el ejercicio 2012, OSINERGMIN le impuso 19 sanciones a Edelnor S.A.A. por incumplimiento a las normas de calidad técnica y comercial por un monto ascendente a S/.463.645,77 (aprox. M$ 94.117) y, en 2011, cuarenta y siete sanciones (47) por un monto ascendente a S/.717.000 (aprox. M$ 145.546).

- En febrero de 2013, Edelnor S.A.A. pagó una multa por S/.1.861,63 (aprox. M$ 340) a SUNAT por no haber cumplido con el pago de la detracción del IGV (IVA) dentro de los plazos establecidos.

- Durante el ejercicio del año 2013, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintitrés (23) multas por el supuesto incumplimiento a las normas técnicas y comerciales, por un monto total que asciende a S/.2.544.177,91 (aprox. M$ 516.453).

- En octubre de 2013, Edelnor S.A.A. fue sancionada con multas impuestas por SUNAT vinculadas con la determinación del Impuesto a la Renta del año 2009. En etapa de reclamación, se obtuvo resultado favorable de manera parcial, por lo que el monto mantenido por SUNAT por este concepto, actualizado al 08 de septiembre de 2014, es de S/.4.150.479 (aprox. M$ 859.976), fecha en la que Edelnor S.A.A. efectuó el pago de las mismas aplicando un régimen de rebaja. Sin perjuicio de ello, Edelnor S.A.A. interpuso recurso de apelación, el cual se encuentra pendiente de resolución.

- Durante el ejercicio 2014, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN) sancionó a EDELNOR S.A.A. con veintidós (22) multas por incumplimientos a las normas técnicas y comerciales por un monto total a S/. 2.015.383. (aprox. M$ 409.111).

- En junio de 2014, Edelnor S.A.A. fue sancionada con una multa impuesta por la Municipalidad de Huaral vinculada con una supuesta omisión en la determinación del Impuesto Predial de los años 2010 a 2014 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/.48.831 (aprox. M$ 9.912). Dicha multa fue impugnada por Edelnor S.A.A., encontrándose pendiente de resolución.

13.- 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 de 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 septiembre 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.

14.- Empresa Eléctrica de Piura S.A.

- En octubre de 2011, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con una multa referida a la determinación del Impuesto a la Renta del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 32.786 (aprox. M$ 6.655). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

- En septiembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por SUNAT con multas referidas a la determinación del Impuesto a la Renta de Sujetos No Domiciliados del año 2008 por un monto actualizado al 31 de diciembre de 2014 de S/. 264.732 (aprox. M$ 53.739). El recurso de apelación presentado, se encuentra pendiente de resolución por el Tribunal Fiscal.

- En noviembre de 2012, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa ascendente a S/. 13.140 (aprox. M$ 2.598) (3.60 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por las siguientes infracciones: (i) incumplimiento a las obligaciones contenidas en los artículos 49 del Reglamento de Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 045-2001-EM) y artículo 59° del Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos (aprobado por Decreto Supremo N° 052-93-EM); y (ii) presentar información falsa en la Declaración Jurada N° 967- 19681-20111018-102524-74, respecto a las preguntas 2.1 y 2.10 del cuestionario aplicable a los consumidores directos de combustibles líquidos. Dicha multa fue cancelada.

- En el mes de febrero de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada con una multa ascendente a S/. 7.005 (aprox. M$ 1.385) por el pago de aportes por regulación correspondientes al año 2004 y 2005. Dicha multa fue cancelada.

- En agosto 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 15.873 (aprox. M$ 2.877) (5.72 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) por incumplimiento del Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica ("NTCSE"): (i) haber transgredido el indicador CMRT; cumplimiento de las mediciones requeridas por la NTCSE, en base a las mediciones de tensión reportadas para el segundo semestre de 2011; y (ii) haber trasgredido el indicador CCII: correcto cálculo de indicadores y monto de compensaciones por interrupciones para el segundo semestre de 2011. En el mes de septiembre de 2013 dicha multa fue cancelada.

- En agosto de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue notificada por el Ministerio de Energía y Minas. por la aplicación de penalidad contractual "Contrato de Reserva Fría Planta Talara (CT Malacas3)" ascendente al monto de S/. 691.500 (aprox. M$ 140.370) por el atraso incurrido en la Puesta en Operación Comercial de la Planta de Reserva Fría de Generación Talara.

- En septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. toma conocimiento de la Resolución N° 1 emitida por el Ejecutor Coactivo OSINERGMIN aplicando una de penalidad por no mantener la existencia media del producto GLP durante los meses de enero, febrero, marzo, abril , mayo y junio de año 2004 ascendente al monto de 42.17 UIT equivalente a S/. 156.029 (aprox. M$ 31.673). El 21 de octubre el Ejecutor Coactivo suspendió el procedimiento de Ejecución Coactiva respecto a la cobranza de la multa impuesta.

- El 24 de septiembre de 2013, Empresa Eléctrica de Piura S.A. fue sancionada por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (OSINERGMIN) con una multa total ascendente a S/. 3.700 (aprox. M$ 731) (1 Unidad Impositiva Tributaria - UIT) porque el EDAGSF no fue declarado en el Sistema Extranet a través del formato F08 incumplimiento del

Procedimiento para Supervisar la Implementación y Actuación de los Esquemas de Rechazo Automático de Carga de Generación. La multa fue pagada y reducida en un 25% - S/. 2.775 (aprox. M$ 549) al haber sido cancelada dentro del plazo de quince (15) días desde su notificación.

- En noviembre de 2014, Banco de Crédito del Perú S.A., con quien Empresa Eléctrica de Piura S.A. suscribió un contrato de leasing referido al Proyecto de Ampliación de la Central Térmica Malacas – TG5, 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/. 13.849,761 (aprox. M$ 2.811). Banco de Crédito del Perú S.A. presentó la impugnación respectiva en diciembre de 2014.

15.- 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 ascendiente 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 los 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 los 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.

16.- 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.

17.- Codensa

- La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes multas :1) mediante Resolución 20112400025515 de 05/09/2011 se sanciono a la Empresa en un monto de Col$ 41.200.000 (aprox. M$ 10.449) por suspensión equivocada del servicio por no pago de cuotas por utilización de servicios financieros, cuota de interés CODENSA hogar; 2) mediante Resolución 20112400029265 del 18/10/2011 se impuso sanción de Col$ 26.780.000 (aprox. M$ 6.971) por Suspensión equivocada del servicio al cliente después de haber efectuado el pago en la entidad financiera.

- En el año 2012 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso a Codensa las siguientes sanciones: 1) Mediante Resolución 20122400001045 del 30/01/2012 se impuso sanción por Col$ 21.424.000 (aprox. M$ 5.433) por violación del régimen tarifario por calculo errado del costo unitario para los períodos noviembre-dic. de 2009 y enero y febrero de 2010, debido a error en la información sobre propiedad del activo; 2) Mediante Resolución 20122400022555 del 17/07/2012 la Superintendencia impuso a Codensa sanción de Col$ 45.336.000 (aprox. M$ 11.497) por incumplimiento numeral 6.2.3 Anexo General Resolución Creg 070 modificada por el articulo resolución Creg 096 de 2000.

- En el mes de abril de 2012 se efectuó pago por parte de Codensa por un valor de Col$ 32.207.414 (aprox. M$ 8.168) correspondiente a sanción impuesta por la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 1792 del 26 de enero de 2011, por violación de las normas de protección de datos personales contenidas en la Ley 1266 de 2008.

- El 5 de junio de 2012 la SSPD, impuso sanción en firme a Codensa por Col$13.558.500 (aprox. M$ 3.438), Mediante la Resolución N° 20142400025295 por incumplimiento de lo establecido en la Resolución 097 de 2008, toda vez que no acreditó, mediante la certificación expedida por el auditor respectivo, para dar inicio a la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones, antes del 6 de abril de 2010. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandará ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.

- Durante el año 2013 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA por Col$ 167.743.200 (aprox. M$ 42.541) por incumplimiento de indicadores de calidad de potencia, con ocasión de la queja presentada por la empresa TUBOTEC SAS.

- En el mes de noviembre de 2013 se efectuó pago por parte de CODENSA por un valor de Col$ 22.668.000 (aprox. M$ 6.214), correspondiente a la sanción impuesta por la Dirección de Investigaciones de Protección al Consumidor de la Superintendencia de Industria y Comercio, de acuerdo a lo establecido en la resolución No. 57393 del 30 de septiembre de 2013, por una falla en el servicio de facturación prestado por la compañía, al haberle realizado el cobro de un crédito a la reclamante que no le correspondía cancelar y quien lo informó en varias oportunidades.

- Durante marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios impuso sanción a CODENSA de Col$ 77.814.500 (aprox. M$ 19.734), por infringir el reglamento de operación en cuanto al tiempo de maniobras TAPS. Mediante resolución 2014240005655 del 07 de marzo de 2014 la SSPD confirmó la sanción señalando que CODENSA SA ESP infringió el reglamento de operación, toda vez que superó el tiempo máximo permitido en la regulación. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandó ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.

- En marzo de 2014 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios(SSPD), impuso sanción a CODENSA de Col$ 127.332.000. (aprox. US$ 32.292), por falla en la prestación del servicio- incumplimiento indicador DES. Mediante la Resolución 2014240005125 del 05 de marzo de 2014, se impuso la mencionada sanción toda vez que la Empresa no prestó el servicio público de energía eléctrica de forma continua, al superar los límites máximos admisibles del indicador DES, tal como lo establece el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 y el numeral 6.3.4 de la Resolución CREG 070 de 1998. Una vez agotados los recursos ante la SSPD se demandó ante la Jurisdicción Contencioso Administrativa.

18.- Sociedad Portuaria Central Cartagena (SPCC):

- Mediante resolución 1312 del 30 de enero de 2014, la Superintendencia de Puertos y Transportes sancionó a la SPCC con el pago de la suma de Col$ 2.142.400 (aprox. M$ 583), por reportar de manera extemporánea o tardía información contable y financiera del año 2010 y que de acuerdo con las resoluciones 6051 de 2007 y 759 de 2010 debe reportarse en el mes de febrero de 2011. La sanción fue pagada el 14 de febrero de 2014.

b) Negocios Conjuntos

1.-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, acogiéndose 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 39
Medio Ambiente

Los gastos ambientales al 31 de diciembre de 2014, 2013 y 2012, son los siguientes:

Compañía que efectúa el desembolso	Proyecto	31-12-2014 M$	31-12-2013 M$	31-12-2012 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
Chinango	Protección del aire y del clima, gestión de aguas residuales, recuperación del suelo y agua, reducción de ruidos y las vibraciones, protección de la biodiversidad y paisajistica.	-	-	451.030
Edegel S.A.	Monitoreos ambientales, gestión de residuos, mitigaciones, Investigación y desarrollo, proteccion de radiaciones, reducción de vibraciones y restauraciones.	975.993	417.966	915.325
Chilectra	Modelación de ruido S/E Santa Elena, Consultoría Ambiental Proyecto Nueva Línea Lo Aguirre Cerro Navia, Proyecto Mitigación de Ruido S/E Santa Elena, Cumplimiento Normativo Ambiental en SSEE por ISO 14001, SpaceCab y Preesamblado.	1.807.356	1.537.004	1.324.061
Chilectra	Gestión de residuos peligrosos, poda de árboles y roce de vegetación en alta tensión, mantención de jardines y control de maleza en SSEE.	793.447	-	-
Total		**5.470.901**	**3.951.788**	**4.988.760**

Nota 40
Información Financiera Resumida de Filiales

A continuación se resume la información financiera de nuestras principales filiales al 31 de diciembre de 2014 y 2013, preparada de acuerdo a Normas Internacionales de Información Financiera e instrucciones de la Superintendencia de Valores y Seguros:

	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$
Grupo Chilectra S.A.	consolidado	300.765.618	1.240.468.967	1.541.234.585
Grupo Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	47.631.734	12.103.210	59.734.944
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	2.214.084	555.543	2.769.627
Inversiones Distrilima S.A.	separado	15.272.519	48.854.638	64.127.157
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	127.665.327	587.886.652	715.551.979
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	560.876.230	3.507.579.867	4.068.456.097
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	75.414.557	209.069.274	284.483.831
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	77.067.775	450.573.978	527.641.753
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	19.183.735	7.107.942	26.291.677
Endesa Argentina S.A.	separado	1.924.047	42.081.267	44.005.314
Endesa Costanera S.A.	separado	31.868.372	154.649.134	186.517.506
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	22.930.536	137.891.546	160.822.082
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	329.672.209	1.782.307.979	2.111.980.188
Generandes Perú S.A.	separado	3.473.185	219.325.991	222.799.176
Edegel S.A.A.	separado	110.164.628	720.449.664	830.614.292
Chinango S.A.C.	separado	8.439.096	111.912.668	120.351.764
Enel Brasil S.A. S.A.	separado	198.803.856	728.752.115	927.555.971
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	87.327.393	134.284.880	221.612.273
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	47.664.376	100.003.024	147.667.400
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	44.361.955	230.817.235	275.179.190
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	15.584.323	2.421.427	18.005.750
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	268.129.640	669.313.258	937.442.898
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	6.136.466	1.893.078	8.029.544
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	320.891.004	1.104.657.098	1.425.548.102
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	254.295.501	922.713.629	1.177.009.130
Inversora Codensa S.A.	separado	853	73	926
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	409.109.176	405.106.897	814.216.073
Generalima, S.A.C.	separado	5.388.518	47.434.909	52.823.427
Endesa Cemsa, S.A.	separado	28.225.495	873.712	29.099.207
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	27.292.922	72.509.101	99.802.023
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	43.338.830	80.059.964	123.398.794
Inversiones Sudamerica Ltda.	Consolidado	-	-	-
Grupo Distrilima	Consolidado	142.931.833	587.886.652	730.818.485
Grupo Endesa Chile	Consolidado	1.038.057.560	6.199.614.341	7.237.671.901
Grupo Enel Brasil S.A.	Consolidado	854.733.662	2.303.014.999	3.157.748.661
Grupo Generandes Perú	Consolidado	121.446.538	816.077.565	937.524.103
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	56.074.841	297.050.238	353.125.079
Grupo Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	Consolidado	197.276.197	216.893.717	414.169.914

	31/12/14							
	Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Total Pasivos M$	Ingresos Ordinarios M$	Costos Ordinarios M$	Ganancia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
	(244.981.389)	(72.612.724)	(317.594.113)	1.127.892.544	(977.169.387)	150.723.157	1.094.439	151.817.596
	(3.605.662)	(526.608)	(4.132.270)	33.674.239	(9.659.464)	24.014.775	(37.793)	23.976.982
	(3.005.476)	(1.069.158)	(4.074.634)	4.978.226	(6.345.692)	(1.367.466)	(162.551)	(1.530.017)
	(76.273)	-	(76.273)	-	17.946.755	17.946.755	2.959.092	20.905.847
	(164.991.090)	(271.208.226)	(436.199.316)	478.731.801	(418.998.162)	59.733.639	13.438.385	73.172.024
	(773.846.300)	(917.950.372)	(1.691.796.672)	1.180.478.031	(1.010.741.126)	169.736.906	(101.261.071)	68.475.835
	(59.142.217)	(53.952.810)	(113.095.027)	227.886.302	(84.724.022)	143.162.280	(51.043)	143.111.237
	(110.849.007)	(30.918.614)	(141.767.621)	318.959.142	(229.058.776)	89.900.366	(604)	89.899.762
	(3.709.123)	(1.789.704)	(5.498.827)	10.484.435	(4.653.716)	5.830.719	(12.156)	5.818.563
	(749.815)	-	(749.815)	-	340.599	340.599	(5.299.756)	(4.959.157)
	(108.956.607)	(56.967.994)	(165.924.601)	75.204.382	(29.671.728)	45.532.654	3.989.198	49.521.852
	(31.540.350)	(46.058.232)	(77.598.582)	30.178.802	(19.141.980)	11.036.822	(8.763.212)	2.273.610
	(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
	(3.148.425)	-	(3.148.425)	-	46.503.610	46.503.610	12.303.680	58.807.290
	(85.724.692)	(235.667.176)	(321.391.868)	319.399.578	(213.260.179)	106.139.399	23.688.400	129.827.799
	(7.433.439)	(39.382.245)	(46.815.684)	34.656.130	(19.644.709)	15.011.421	3.041.428	18.052.849
	(6.224.235)	(18.531.060)	(24.755.295)	-	164.166.176	164.166.176	17.806.175	181.972.351
	(63.772.100)	(746.476)	(64.518.576)	210.793.165	(186.902.422)	23.890.743	3.336.545	27.227.288
	(37.718.853)	(1.171.987)	(38.890.840)	158.965.069	(87.776.446)	71.188.623	(212.540)	70.976.083
	(107.201.716)	(6.473.261)	(113.674.977)	67.700.328	(33.577.954)	34.122.374	2.426.463	36.548.837
	(10.519.818)	(18.458.001)	(28.977.819)	1.622.003	(11.787.718)	(10.165.715)	238.183	(9.927.532)
	(167.577.487)	(341.179.908)	(508.757.395)	876.944.301	(819.693.926)	57.250.375	6.084.384	63.334.759
	(5.162.409)	(2.266.733)	(7.429.142)	5.537.295	(5.521.622)	15.673	56.856	72.529
	(215.091.583)	(589.157.242)	(804.248.825)	1.092.281.884	(1.041.744.028)	50.537.856	6.281.883	56.819.739
	(337.839.513)	(358.873.770)	(696.713.283)	982.817.219	(829.659.866)	153.157.353	(49.593.528)	103.563.825
	(86)	-	(86)	-	(57)	(57)	(54)	(111)
	(739.412.769)	(137.796.785)	(877.209.554)	371.411.786	(457.222.239)	(85.810.453)	(5.608.787)	(91.419.240)
	(18.110.685)	(7.052.044)	(25.162.729)	-	(1.157.449)	(1.157.449)	2.137.860	980.411
	(24.701.137)	-	(24.701.137)	1.280.939	(1.622.171)	(341.232)	(594.259)	(935.491)
	(19.318.481)	(15.583.458)	(34.901.939)	61.606.091	(85.732.579)	(24.126.488)	6.343.207	(17.783.281)
	(13.222.522)	(47.895.051)	(61.117.573)	50.857.810	(41.771.609)	9.086.201	4.030.841	13.117.042
	-	-	-	-	-	-	-	-
	(165.061.351)	(271.208.225)	(436.269.576)	478.726.757	(418.154.676)	60.572.081	14.254.102	74.826.183
	(1.392.737.593)	(2.317.336.887)	(3.710.074.480)	2.489.226.087	(1.870.253.340)	618.972.747	(98.578.089)	520.394.658
	(481.334.130)	(959.822.163)	(1.441.156.293)	2.269.559.959	(2.058.056.356)	211.503.603	23.085.739	234.589.342
	(95.676.185)	(275.049.420)	(370.725.605)	353.847.452	(242.497.338)	111.350.114	23.990.135	135.340.249
	(140.459.888)	(101.749.459)	(242.209.347)	105.281.293	(48.769.700)	56.511.593	(5.660.609)	50.850.984
	(29.892.670)	(45.037.585)	(74.930.255)	179.474.707	(150.110.180)	29.364.528	51.288.697	80.653.225

	Estados financieros	Activos Corriente M$	Activos No Corrientes M$	Total Activos M$
Grupo Chilectra S.A.	consolidado	192.097.250	1.210.687.971	1.402.785.221
Grupo Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	consolidado	28.152.699	38.156.192	66.308.891
ICT Servicios Informáticos Ltda.	separado	4.335.716	230.392	4.566.108
Inversiones Distrilima S.A.	separado	24.511.831	45.211.675	69.723.506
Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A.	separado	97.291.243	487.752.640	585.043.883
Empresa Nacional de Electricidad S.A.	separado	599.190.333	3.270.781.264	3.869.971.597
Endesa Eco S.A.	separado	-	-	-
Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	separado	33.988.505	217.379.509	251.368.014
Compañía Eléctrica San Isidro S.A.	separado	-	-	-
Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	separado	74.282.837	428.366.270	502.649.107
Soc. Concesionaria Túnel El Melón S.A.	separado	12.248.481	10.007.004	22.255.485
Endesa Argentina S.A.	separado	1.796.454	47.229.473	49.025.927
Endesa Costanera S.A.	separado	30.153.983	112.614.109	142.768.092
Hidroeléctrica El Chocón S.A.	separado	14.903.801	132.833.441	147.737.242
Emgesa S.A. E.S.P.	separado	321.051.970	1.707.315.179	2.028.367.149
Generandes Perú S.A.	separado	214.375	202.971.423	203.185.798
Edegel S.A.A.	separado	97.736.569	678.847.873	776.584.442
Chinango S.A.C.	separado	7.048.693	104.913.830	111.962.523
Enel Brasil S.A. S.A.	separado	344.196.221	705.840.306	1.050.036.527
Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	separado	75.478.418	138.518.318	213.996.736
Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	separado	37.111.472	98.093.370	135.204.842
Compañía de Interconexión Energética S.A.	separado	27.403.174	229.743.261	257.146.435
Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	separado	16.026.611	3.663.555	19.690.166
Compañía Energética Do Ceará S.A.	separado	158.243.822	631.616.602	789.860.424
EN-Brasil Comercio e Servicios S.A.	separado	4.933.651	914.231	5.847.882
Ampla Energía E Servicios S.A.	separado	254.893.771	1.022.078.672	1.276.972.443
Ampla Investimentos E Servicios S.A.	separado	-	-	-
Compañía Distribuidora y Comercializadora de Energía S.A.	separado	286.638.433	960.495.650	1.247.134.083
Inversora Codensa S.A.	separado	917	77	994
Empresa Distribuidora Sur S.A.	separado	217.226.659	284.575.650	501.802.309
Generalima, S.A.C.	separado	1.090.863	42.451.799	43.542.662
Endesa Cemsa, S.A.	separado	31.020.655	838.346	31.859.001
Inversora Dock Sud, S.A.	separado	31.153.011	67.474.318	98.627.329
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.	Consolidado	33.336.208	76.556.547	109.892.755
Inversiones Sudamerica Ltda.	Consolidado	-	-	-
Grupo Distrilima	Consolidado	106.049.490	487.752.640	593.802.130
Grupo Endesa Chile	Consolidado	965.431.655	5.796.693.181	6.762.124.836
Grupo Enel Brasil S.A.	Consolidado	828.001.927	2.190.312.917	3.018.314.844
Grupo Generandes Perú	Consolidado	104.859.262	773.401.182	878.260.444
Grupo Endesa Argentina	Consolidado	46.120.168	251.298.793	297.418.961

Nota 41
Hechos Posteriores

ENERSIS

- Con fecha 20 de enero de 2015, se informó en carácter de hecho esencial, lo siguiente:
  Con fecha 20 de enero de 2015, el Gerente General, don Luigi Ferraris, ha presentado su renuncia a dicho cargo mediante carta dirigida al Presidente del Directorio de la Compañía. Dicha renuncia se funda en razones de índole familiar y tendrá efecto a contar del día 29 de enero de 2015. En una próxima sesión, el Directorio procederá a designar un reemplazante. Los informes señalados fueron solicitados por los mencionados órganos societarios de la Compañía, con ocasión del estudio de una eventual operación entre partes relacionadas, en adelante, la Operación.

- Con fecha 29 de enero de 2015, se informó en carácter de hecho esencial que en sesión de Directorio celebrada con fecha 29 de enero de 2015, el Directorio de la Sociedad por la unanimidad de sus miembros nombró como Gerente General de la Sociedad, a don Luca D'Agnese, en sustitución de don Luigi Ferraris, quien presentó la renuncia a su cargo el pasado 20 enero, tal como se informó mediante hecho esencial de la Compañía de esa misma fecha.

- Con fecha 29 de enero de 2015, se informó que en sesión de Directorio celebrada con fecha de hoy, el Directorio de la Sociedad, por la unanimidad de sus miembros, acordó informar en carácter de hecho esencial lo siguiente:

31/12/13							
Pasivos Corrientes M$	Pasivos No Corrientes M$	Total Pasivos M$	Ingresos Ordinarios M$	Costos Ordinarios M$	Ganancia (Perdida) M$	Otro resultado integral M$	Resultado integral total M$
(228.651.498)	(43.735.685)	(272.387.183)	975.023.630	(748.871.802)	226.151.828	(25.343.002)	200.808.826
(3.943.277)	(460.705)	(4.403.982)	17.831.676	(8.884.221)	8.947.455	(13.924)	8.933.531
(3.866.062)	(598.655)	(4.464.717)	5.445.388	(6.687.243)	(1.241.856)	(39.029)	(1.280.885)
(365.284)	-	(365.284)	9.804.331	-	9.804.331	323.264	10.127.595
(135.168.908)	(213.494.034)	(348.662.942)	414.816.662	(364.303.365)	50.513.297	1.702.924	52.216.221
(658.181.692)	(697.429.550)	(1.355.611.242)	1.047.707.545	(785.327.837)	262.379.708	(60.871.034)	201.508.674
-	-	-	48.938.968	(24.522.864)	24.416.104	(15.989)	24.400.115
(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
(173.508.052)	(25.716.898)	(199.224.950)	74.083.557	(66.581.674)	7.501.883	5.793	7.507.676
(3.182.462)	(4.599.826)	(7.782.288)	10.301.994	(4.155.242)	6.146.752	9.435	6.156.187
(811.271)	-	(811.271)	2.541.610	-	2.541.610	(8.696.980)	(6.155.370)
(162.244.700)	(9.452.339)	(171.697.039)	94.887.720	(118.255.734)	(23.368.015)	7.442.633	(15.925.382)
(21.069.801)	(45.717.551)	(66.787.352)	36.686.734	(25.681.727)	11.005.007	(16.110.208)	(5.105.201)
(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
(10.853)	-	(10.853)	33.470.743	-	33.470.743	450.172	33.920.915
(98.497.242)	(220.222.435)	(318.719.677)	256.345.889	(175.933.003)	80.412.886	(6.517.312)	73.895.574
(11.790.622)	(36.119.840)	(47.910.462)	27.707.823	(17.541.290)	10.166.533	(1.599.071)	8.567.462
(126.688.865)	(6.740.678)	(133.429.543)	164.810.727	-	164.810.727	(30.300.516)	134.510.211
(38.792.313)	(20.323.740)	(59.116.053)	168.871.371	(128.522.514)	40.348.857	(5.549.822)	34.799.035
(10.185.205)	(1.740.968)	(11.926.173)	117.445.188	(31.295.855)	86.149.333	313.842	86.463.175
(104.368.046)	(4.803.839)	(109.171.885)	63.698.185	(39.697.135)	24.001.050	(6.393.291)	17.607.759
(5.912.346)	(17.396.804)	(23.309.150)	2.088.071	(6.955.882)	(4.867.810)	379.587	(4.488.223)
(141.369.115)	(250.012.379)	(391.381.494)	688.980.884	(647.611.232)	41.369.652	(18.395.749)	22.973.903
(3.967.856)	-	(3.967.856)	6.569.786	(5.089.559)	1.480.227	26.752	1.506.979
(168.894.084)	(499.364.121)	(668.258.205)	947.892.717	(822.029.094)	125.863.623	(9.250.845)	116.612.778
-	-	-	8.249.870	-	8.249.870	(451.416)	7.798.454
(289.883.521)	(345.076.633)	(634.960.154)	852.871.077	(709.181.303)	143.689.773	4.350.533	148.040.306
(44)	-	(44)	-	(42)	(42)	3	(39)
(446.887.893)	(26.488.657)	(473.376.550)	528.653.054	(430.477.002)	98.176.052	24.223	98.200.275
(10.035.149)	(6.827.226)	(16.862.375)	-	(1.100.914)	(1.100.914)	10.310	(1.090.604)
(26.525.440)	-	(26.525.440)	2.162.235	(1.841.541)	320.694	(1.084.299)	(763.605)
(123.350.919)	(14.217.920)	(137.568.839)	59.138.823	(96.085.921)	(36.947.097)	2.690.752	(34.256.345)
(11.319.405)	(48.505.916)	(59.825.321)	41.508.299	(38.031.891)	3.476.408	721.173	4.197.581
-	-	-	-	(7.218.564)	(7.218.564)	-	(7.218.564)
(119.780.608)	(213.494.034)	(333.274.642)	414.812.404	(363.745.500)	51.066.904	1.916.667	52.983.571
(1.238.391.437)	(1.935.919.411)	(3.174.310.848)	2.030.087.252	(1.466.581.016)	563.506.237	(76.757.984)	486.748.253
(507.172.891)	(783.155.303)	(1.290.328.194)	1.874.232.656	(1.551.684.154)	322.548.501	(53.797.667)	268.750.834
(110.158.341)	(256.342.274)	(366.500.615)	283.613.705	(200.901.785)	82.711.920	(9.871.336)	72.840.584
(183.232.544)	(54.121.669)	(237.354.213)	131.443.285	(141.303.392)	(9.860.108)	(10.906.856)	(20.766.964)

a.- Evaluación de la inversión en el Proyecto Hidroaysén.

En mayo de 2014, el Comité de Ministros revocó la Resolución de Calificación Ambiental (RCA) del proyecto Hidroaysén en el que participa nuestra filial Endesa Chile. Como es de público conocimiento esta decisión ha sido recurrida ante los tribunales de Valdivia y Santiago. Recientemente, el 28 de enero, se 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.

La filial Endesa Chile ha manifestado su voluntad de impulsar en Hidroaysén la defensa de los derechos de agua y la calificación ambiental otorgada al proyecto en las instancias que corresponda, continuando las acciones judiciales ya iniciadas o implementando nuevas acciones administrativas o judiciales que sean necesarias para este fin, y mantiene el convencimiento de que los recursos hídricos de la región de Aysén son importantes para el desarrollo energético del país.

Sin embargo, 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 se está en condiciones de prever, por lo que la inversión no se encuentra en el portafolio de proyectos inmediatos de Endesa. En consecuencia, la filial Endesa Chile 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 US$ 121 millones), que afecta el resultado neto de Endesa Chile del ejercicio 2014.

Los efectos financieros y contables que tendrá para Enersis la provisión de deterioro de Endesa Chile sobre su participación en Hidroaysén resultan en un cargo al resultado neto de Enersis por $ 41.426 millones (aproximadamente US$ 73 millones).

b.- Evaluación del Proyecto Punta Alcalde.

El proyecto Punta Alcalde de nuestra filial Endesa Chile cuenta con Resolución de Calificación Ambiental (RCA) aprobada para el proyecto de generación (ratificado con condiciones por la Corte Suprema en enero 2014). Para completar su tramitación ambiental, es necesario contar con la aprobación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) asociado a la línea de transmisión, actualmente en proceso.

El equipo de Ingeniería de 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 mayores a la RCA aprobada de difícil tramitación.

Por lo tanto, la filial Endesa Chile 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.

Los efectos financieros y contables que tendrá para Enersis la provisión de deterioro en Endesa Chile sobre el proyecto Punta Alcalde, resultan de cargar el valor no recuperable de los activos por 12.582 millones de pesos, antes de impuestos (aproximadamente US$ 22 millones), con un efecto neto en los resultados de Enersis correspondientes al ejercicio 2014 por 5.509 millones (aproximadamente US$ 10 millones).

c.- Transacción con Consorcio SES – Tecnimont.

Con fecha de hoy, el Directorio de nuestra filial Endesa Chile ha aceptado y aprobado el documento denominado "Transacción, Finiquito y Cancelación Condicionales", en adelante la Transacción, por el cual Endesa Chile y las empresas Ingeniería y Construcción Tecnimont Chile y Compañía Limitada; Tecnimont SpA; Tecnimont do Brasil Construcao e Administracao de Projetos Ltda.; Slovenske Energeticke Strojarne a.s.("SES"); e "Ingeniería y Construcción SES Chile Limitada", en adelante todos colectivamente denominados el "Consorcio" ponen término al arbitraje iniciado por Endesa Chile ante la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) en relación con el cumplimiento de las obligaciones pactadas por el Consorcio al amparo del Contrato Proyecto Ampliación Central Térmica Bocamina y se otorgan un amplio finiquito recíproco de las obligaciones generadas al amparo de dicho contrato. La 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, entre las cuales se cuenta que todos y cada uno de los directorios y/u 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, naturaleza y meramente accidentales.

Como consecuencia de la Transacción, los efectos financieros para Enersis corresponden al reconocimiento de una mayor inversión de US$ 125 millones.

ENDESA

- 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.

- 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.

- 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.

- 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 Construcao e Administracao de Projetos Ltda."; la empresa eslovaca "Slovenske Energeticke Strojarne 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 octubre de 2014 y la fecha de emisión de los estados financieros.

ANEXO N°1

Sociedades que Componen el Grupo Enersis:

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

Corresponden a porcentajes de control.

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2014 Directo	Indirecto	Total
96.773.290-7	Aguas Santiago Poniente S.A. ([5])	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Ampla Energía E Serviços S.A.	Real	13,68%	85,95%	99,63%
Extranjero	Atacama Finance Co ([3])	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Centrais Elétricas Cachoeira Dourada S.A.	Real	0,00%	99,61%	99,61%
Extranjero	Central Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,99%	69,99%
76.003.204-2	Central Eólica Canela S.A.	Peso Chileno	0,00%	75,00%	75,00%
Extranjero	Central Generadora Termoeléctrica Fortaleza S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
99.573.910-0	Chilectra Inversud S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Peso Chileno	99,08%	0,01%	99,09%
Extranjero	Chinango S.A.C.	Nuevos Soles	0,00%	80,00%	80,00%
Extranjero	Compañía de Interconexión Energética S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Compañía de Transmisión del Mercosur S.A.	Peso Argentino	0,00%	99,99%	99,99%
Extranjero	Compañía Distribuidora y Comercializadora de energía S.A.	Peso Colombiano	12,47%	36,01%	48,48%
96.770.940-9	Compañía Eléctrica Tarapacá S.A.	Peso Chileno	3,78%	96,21%	99,99%
Extranjero	Compañía Energética Do Ceará S.A.	Real	15,18%	58,87%	74,05%
96.764.840-K	Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A. ([5])	Peso Chileno	0,00%	0,00%	0,00%
Extranjero	Distrilec Inversora S.A.	Peso Argentino	27,19%	24,31%	51,50%
Extranjero	Edegel S.A.A	Nuevos Soles	0,00%	83,60%	83,60%
Extranjero	Electrica Cabo Blanco, S.A.C.	Nuevos Soles	80,00%	20,00%	100,00%
Extranjero	Emgesa S.A. E.S.P.	Peso Colombiano	21,60%	26,87%	48,47%
Extranjero	Emgesa Panama S.A.	Dólar	0,00%	26,87%	26,87%
Extranjero	Empresa de Distribución Eléctrica de Lima Norte S.A.A	Nuevos Soles	35,02%	64,98%	100,00%
Extranjero	Empresa Distribuidora Sur S.A.	Peso Argentino	16,02%	83,43%	99,45%
96.783.910-8	Empresa Eléctrica de Colina Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Empresa Eléctrica de Piura, S.A.	Nuevos Soles	0,00%	96,50%	96,50%
96.504.980-0	Empresa Eléctrica Pehuenche S.A.	Peso Chileno	0,00%	92,65%	92,65%
91.081.000-6	Empresa Nacional de Electricidad S.A	Peso Chileno	59,98%	0,00%	59,98%
Extranjero	Endesa Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Enel Brasil S.A.	Real	50,09%	49,91%	100,00%
Extranjero	Endesa Cemsa S.A.	Peso Argentino	55,00%	45,00%	100,00%
Extranjero	Endesa Costanera S.A.	Peso Argentino	0,00%	69,76%	69,76%
Extranjero	En-Brasil Comercio e Servicios S.A.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Eólica Fazenda Nova-Geracao e Comercializacao de Energia S.A.	Real	0,00%	99,95%	99,95%
Extranjero	Energex Co (3)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. ([1])	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
96.830.980-3	GasAtacama S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
78.932.860-9	GasAtacama Chile 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%
78.952.420-3	Gasoducto Atacama Argentina S.A.	Dólar	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Generalima, S.A.C.	Nuevos Soles	100,00%	0,00%	100,00%
Extranjero	Generandes Perú S.A. ([2])	Nuevos Soles	39,00%	61,00%	100,00%
76.676.750-8	GNL Norte S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Hidroeléctrica El Chocón S.A.	Peso Argentino	0,00%	67,67%	67,67%
Extranjero	Hidroinvest S.A.	Peso Argentino	0,00%	96,09%	96,09%
76.107.186-6	Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda. ([4])	Peso Chileno	99,00%	1,00%	100,00%
Extranjero	Ingendesa do Brasil Ltda.	Real	0,00%	100,00%	100,00%
79.913.810-7	Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda. ([4])	Peso Chileno	99,99%	0,00%	99,99%

% Participación a 31/12/2013			Tipo		
Directo	Indirecto	Total	de relación	País	Actividad
0,00%	78,88%	78,88%	Filial	Chile	Servicios Sanitarios
13,68%	85,95%	99,63%	Filial	Brasil	Producción, Transporte Y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad Financiera
0,00%	99,61%	99,61%	Filial	Brasil	Generación y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	69,99%	69,99%	Filial	Argentina	Generación, Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	75,00%	75,00%	Filial	Chile	Promoción y Desarrollo Proyectos de Energía Renovables
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Desarrollo de un Proyecto de Generación Termoeléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Sociedad de Cartera
99,08%	0,01%	99,09%	Filial	Chile	Participación en Empresas de cualquier naturaleza
0,00%	80,00%	80,00%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
0,00%	99,99%	99,99%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica
12,47%	36,01%	48,48%	Filial	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
3,78%	96,21%	99,99%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
0,00%	58,87%	58,87%	Filial	Brasil	Ciclo Completo de Energía Eléctrica
0,00%	55,00%	55,00%	Filial	Chile	Construcción e Instalaciones
27,19%	24,31%	51,50%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	83,60%	83,60%	Filial	Perú	Generación, Comercialización y Distribución de Energía Eléctrica
80,00%	20,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
21,60%	26,87%	48,47%	Filial	Colombia	Generación de Energía Eléctrica.
0,00%	26,87%	26,87%	Filial	Panama	Compra/Venta de Energía Eléctrica
35,02%	64,98%	100,00%	Filial	Perú	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
16,02%	83,43%	99,45%	Filial	Argentina	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ciclo Completo de Energía y Materiales Afines
0,00%	96,50%	96,50%	Filial	Perú	
0,00%	92,65%	92,65%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
59,98%	0,00%	59,98%	Filial	Chile	Ciclo Completo Energía Eléctrica
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
50,09%	49,91%	100,00%	Filial	Brasil	Sociedad de Cartera
55,00%	45,00%	100,00%	Filial	Argentina	Compra Venta Mayorista de Energía Eléctrica
0,00%	69,76%	69,76%	Filial	Argentina	Generación y Comercialización de Electricidad
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Prestación de servicios en general para el sector de energía eléctrica y otros.
0,00%	99,95%	99,95%	Filial	Brasil	La generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Islands Cayman	Sociedad de Cartera
0,00%	50,00%	50,00%	Filial	Chile	Transporte de Gas Natural
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación, Generación, Transmisión, Distribución de Energía Electrica y Gas Natural
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Administración de Sociedades
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Transporte, Comercialización y Distribución de Gas Natural
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Explotación de Transporte de Gas Natural
100,00%	0,00%	100,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
0,00%	61,00%	61,00%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Producción, Transporte y Distribución de Energía y Combustible
0,00%	67,67%	67,67%	Filial	Argentina	Producción y Comercialización de Energía Eléctrica
0,00%	96,09%	96,09%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
99,00%	1,00%	100,00%	Filial	Chile	Servicios Informáticos
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Brasil	Consultora de Ingeniería de Proyectos
99,99%	0,00%	99,99%	Filial	Chile	Construcciones y Obras

Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	% Participación a 31/12/2014 Directo	Indirecto	Total
Extranjero	Inversiones Distrilima S.A.	Nuevos Soles	34,99%	50,21%	85,20%
Extranjero	Inversora Dock Sud, S.A.	Peso Argentino	57,14%	0,00%	57,14%
Extranjero	Inversora Codensa S.A.S.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%
96.800.460-3	Luz Andes Ltda.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
96.905.700-K	Progas S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
77.047.280-6	Sociedad Agrícola de Cameros Ltda.	Peso Chileno	0,00%	57,50%	57,50%
96.671.360-7	Sociedad Concesionaria Túnel El Melón S.A.	Peso Chileno	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Peso Colombiano	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Southern Cone Power Argentina S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%
Extranjero	Transportadora de Energía S.A.	Peso Argentino	0,00%	100,00%	100,00%

(1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 5).
(2) Con fecha 3 de septiembre de 2014 Enersis adquirió el 100% de los derechos sociales de las sociedades Inkia Holdings (Acter) Limited, Southern Cone Power Ltd con Generandes Perú S.A., absorbiendo esta última a todas las compañías del Grupo Inkia.
(3) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron disueltas.
(4) Con fecha 31 de diciembre de 2014, Inmobiliaria Manso de Velasco fue fusionada con ICT, siendo esta última sociedad la continuadora legal con el nombre de S
(5) Con fecha 30 de diciembre de 2014 se vendieron las sociedades Aguas Santiago Poniente S.A. y Constructora y Proyectos los Maitenes S.A.

Anexo N°2

Variaciones del Perímetro de Consolidación:

Este anexo es parte de la nota 2.4.1 "Variaciones del perímetro de consolidación".

Incorporación al perímetro de consolidación:

Sociedad	% Participación al 31 de diciembre de 2014 Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Central Dock Sud, S.A.				
Cono Sur Participaciones, S.L.U.				
Eléctrica Cabo Blanco, S.A.C.				
Empresa Eléctrica de Piura, S.A.				
Endesa Cemsa S.A.				
Generalima, S.A.C.				
Inversora Dock Sud, S.A.				
Inversiones Sudamerica Ltda.				
Inversiones GasAtacama Holding Ltda.	0,00%	100,00%	100,00%	Integración global
Atacama Finance Co. (1)	0,00%	0,00%	0,00%	Integración global
Energex Co. (1)	0,00%	0,00%	0,00%	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.
(1) Con fecha 17 de septiembre de 2014 las compañías Atacama Finance Co y Energex Co fueron liquidadas.

Exclusiones del perímetro de consolidación:

Sociedad	% Participación al 31 de diciembre de 2014 Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
Aguas Santiago Poniente S.A.	0,00%	78,88%	78,88%	Integración global
Constructora y Proyectos Los Maitenes S.A.	0,00%	55,00%	55,00%	Integración global

% Participación a 31/12/2013			Tipo		
Directo	Indirecto	Total	de relación	País	Actividad
34,99%	50,21%	85,20%	Filial	Perú	Sociedad de Cartera
57,14%	0,00%	57,14%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Colombia	Inversión en Actividades de Servicios Públicos Domiciliarios de Energía
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Transporte, Distribución y Venta de Energía y Combustibles
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Chile	Adquisición, Producción, Trasnporte y Distribución Comercial de Gas Natural
0,00%	57,50%	57,50%	Filial	Chile	Inversiones Financieras
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Chile	Ejecución, Construcción y Explotación del Túnel El Melón
0,00%	0,00%	0,00%	Filial	Colombia	La inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos o privados.
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Sociedad de Cartera
0,00%	100,00%	100,00%	Filial	Argentina	Producción, Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

d., Latin American Holding I Ltd., Latin American Holding II Ltd. y Southern Cone Power Perú S.A.A.. Con fecha 31 de diciembre de 2014 Inkia Holdings fue fusionada

Servicios Informáticos e Inmobiliarios Ltda.

% Participación al 31 de diciembre de 2013			
Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
0,00%	69,99%	69,99%	Integración global
100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
80,00%	20,00%	100,00%	Integración global
0,00%	96,50%	96,50%	Integración global
100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
100,00%	0,00%	100,00%	Integración global
57,14%	0,00%	57,14%	Integración global
100,00%	0,00%	100,00%	Integración global

% Participación al 31 de diciembre de 2013			
Directo	Indirecto	Total	Método Consolidación
-	-	-	-
-	-	-	-

Anexo N°3

Sociedades Asociadas y Negocios Conjuntos:

Este anexo es parte de la nota 3.i "Inversiones contabilizadas utilizando el método de participación".

			% Participación al 31/12/2014			% Participación al 31/12/2013		
Rut	Sociedad (Por orden alfabético)	Moneda Funcional	Directo	Indirecto	Total	Directo	Indirecto	Total
96.806.130-5	Electrogas S.A.	Dólar	0,00%	42,50%	42,50%	0,00%	42,50%	42,50%
76.418.940-K	GNL Chile S.A.	Peso Chileno	0,00%	33,33%	33,33%	0,00%	33,33%	33,33%
76.788.080-4	GNL Quintero S.A.	Dólar	0,00%	20,00%	20,00%	0,00%	20,00%	20,00%
Extranjero	Sacme S.A.	Dólar	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%
Extranjero	Yacylec S.A.	Peso Argentino	22,22%	0,00%	22,22%	22,22%	0,00%	22,22%
76.652.400-1	Centrales Hidroeléctricas De Aysén S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%
76.041.891-9	Aysén Transmisión S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%
76.091.595-5	Aysén Energía S.A.	Peso Chileno	0,00%	51,00%	51,00%	0,00%	51,00%	51,00%
Extranjero	Distribuidora Eléctrica de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%
Extranjero	Empresa de Energía de Cundinamarca S.A.	Peso Colombiano	0,00%	49,00%	49,00%	0,00%	49,00%	49,00%
76.014.570-K	Inversiones GasAtacama Holding Ltda. (1)	Dólar	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	50,00%	50,00%
77.017.930-0	Transmisora Eléctrica de Quillota Ltda.	Peso Chileno	0,00%	50,00%	50,00%	0,00%	50,00%	50,00%

(1) Con fecha 22 de abril de 2014, Endesa Chile adquirió el 50% restante de los derechos sociales de Inversiones GasAtacama Holding Limitada, (Ver nota 5).

Anexo N°4

Información Adicional sobre Deuda Financiera:

Este anexo forma parte de la nota 20 "Otros pasivos financieros".

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

a) Préstamos bancarios

a. Resumen de Préstamos Bancarios por Monedas y Vencimientos

			Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total	Vencimiento				
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Corriente al 31/12/2014 M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$
Chile	US$	5,98%	20.269	1.020.576	1.040.845	-	-	-	-	-
Chile	Ch$	5,60%	714	-	714	-	-	-	-	-
Perú	US$	2,93%	2.914.574	9.996.364	12.910.938	40.274.383	18.781.256	16.391.794	256.394	-
Perú	Soles	5,41%	326.274	978.819	1.305.093	1.305.094	3.209.741	22.772.683	-	-
Argentina	US$	13,03%	2.808.939	12.054.341	14.863.280	1.039.398	-	-	-	-
Argentina	$ Arg	34,35%	8.287.625	12.035.817	20.323.442	7.968.912	188.784	-	-	-
Colombia	$ Col	7,63%	1.401.291	4.203.875	5.605.166	10.766.379	15.367.075	14.619.719	13.872.363	48.015.897
Brasil	US$	7,68%	-	-	-	-	-	-	-	-
Brasil	Real	9,98%	1.856.705	5.570.115	7.426.820	7.426.820	27.647.361	25.171.755	22.696.148	-
Total			**17.616.391**	**45.859.907**	**63.476.298**	**68.780.986**	**65.194.217**	**78.955.951**	**36.824.905**	**48.015.897**

Tipo de relación	País	Actividad
Asociada	Chile	Sociedad de Cartera
Asociada	Chile	Promover proyecto para suministro de gas licuado
Asociada	Chile	Desarrollo, Diseño, Suministro de un Terminal de Regacificación de Gas Natural Licuado
Asociada	Argentina	Supervisión y Control Sistema Eléctrico
Asociada	Argentina	Transporte de Electricidad
Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Negocio Conjunto	Chile	Desarrollo y Explotación de un Proyecto Hidroeléctrico
Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Negocio Conjunto	Colombia	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica
Negocio Conjunto	Chile	Transporte de Gas Natural
Negocio Conjunto	Chile	Transporte y Distribución de Energía Eléctrica

No Corriente	Corriente			No Corriente					
	Vencimiento			Vencimiento					
Total No Corriente al 31/12/2014 M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total 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$	Total No Corriente al 31/12/2013 M$
-	842.850	106.843.174	107.686.024	892.825	-	-	-	-	892.825
-	119	-	119	-	-	-	-	-	-
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
27.287.518	378.238	1.134.709	1.512.947	1.512.946	1.512.947	3.275.631	21.202.549	-	27.504.073
1.039.398	3.542.419	8.408.627	11.951.046	1.641.372	-	-	-	-	1.641.372
8.157.696	16.786.045	12.195.441	28.981.486	13.889.262	4.852.373	-	-	-	18.741.635
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
-	425.017	8.439.726	8.864.743	9.038.334	4.926.255	4.895.843	1.181.509	1.171.932	21.213.873
82.942.084	700.813	2.102.437	2.803.250	2.803.249	2.803.250	12.446.756	11.512.339	10.577.923	40.143.517
297.771.956	**27.162.463**	**147.564.051**	**174.726.514**	**45.550.728**	**40.329.118**	**52.203.401**	**62.659.714**	**77.704.695**	**278.447.656**

b. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2014 Corriente Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Banco do Brasil	Real	11,19%	11,34%	831.094	2.493.282	3.324.376
Extranjera	CGTF S.A.	Brasil	IFC - A	US$	8,03%	8,05%	-	-	-
Extranjera	CGTF S.A.	Brasil	IFC - B	US$	2,64%	2,61%	-	-	-
Extranjera	CGTF S.A.	Brasil	IFC - C	US$	12,18%	12,32%	132	-	132
96.800.570-7	Chilectra S.A.	Chile	Líneas de crédito	Ch$	5,91%	5,91%	-	-	-
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	Citibank Colombia	$ Col	4,40%	4,32%	1.025.611	3.076.833	4.102.444
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Banco Itaú Brasil	Real	11,96%	12,09%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco de Interbank	Soles	6,90%	6,73%	34.654	103.961	138.615
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco de Interbank	Soles	5,83%	5,71%	62.168	186.505	248.673
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	38.673	116.018	154.691
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	64.454	193.361	257.815
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	61.860	185.579	247.439
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Banco Continental	Soles	5,10%	5,01%	64.465	193.395	257.860
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Ciudad	$ Arg	32,46%	28,51%	1.216.089	2.519.698	3.735.787
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Provincia	$ Arg	29,14%	25,85%	457.020	-	457.020
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Standard Bank	$ Arg	22,63%	29,11%	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Itaú Argentina	$ Arg	36,34%	31,39%	249.211	658.584	907.795
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Galicia	$ Arg	22,63%	21,00%	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Macro	$ Arg	36,17%	31,27%	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	$ Arg	29,74%	26,91%	810.407	750.273	1.560.680
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Santander Río	$ Arg	32,00%	30,00%	576.612	-	576.612
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Comafi	$ Arg	39,80%	34,00%	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Banco Supervielle	$ Arg	25,60%	23,00%	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	ICB Argentina	$ Arg	34,55%	30,85%	310.712	-	310.712
94.271.00-3	Enersis S.A.	Chile	Banco Santander Chile	Ch$	4,50%	4,50%	-	-	-
79.913.810-7	Manso de Velasco Ltda.	Chile	Banco Santander Chile	Ch$	6,00%	6,00%	-	-	-
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Scotiabank	US$	4,08%	3,93%	353.913	1.051.014	1.404.927
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Bank Of Nova Scotia	US$	3,07%	2,97%	411.404	1.217.828	1.629.232
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Bank Of Nova Scotia	US$	3,48%	3,40%	289.876	857.071	1.146.947
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Scotiabank	US$	0,76%	0,78%	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	US$	3,44%	3,36%	1.807.054	6.713.471	8.520.525
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Bank Nova Scotia	US$	0,97%	0,97%	52.327	156.980	209.307
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	BBVA Colombia	$ Col	8,39%	8,22%	1.027.774	3.083.323	4.111.097
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Banco Corpbanca	$ Col	8,19%	8,03%	373.517	1.120.552	1.494.069
Extranjera	Endesa Argentina S.A.	Argentina	Citibank	$ Arg	30,00%	30,00%	749.636	-	749.636
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Ciudad	$ Arg	25,59%	23,00%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Galicia	$ Arg	35,75%	42,24%	308.554	836.632	1.145.186
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Itau	$ Arg	37,50%	44,68%	119.500	337.442	456.942
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Nación Argentina	$ Arg	18,85%	18,85%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Santander Río	$ Arg	32,00%	37,14%	70.593	200.874	271.467
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Standard Bank	$ Arg	36,00%	42,59%	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Banco Supervielle	$ Arg	35,00%	41,21%	112.554	319.053	431.607
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Citibank	$ Arg	32,50%	37,81%	347.807	998.639	1.346.446

c. Individualización de Préstamos Bancarios por Deudor

Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	Nombre del Acreedor	Tipo de Moneda	Tasa de interés Efectiva	Tasa de interés nominal	31 de diciembre de 2014 Corriente Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Credit Suisse International	US$	13,25%	13,92%	122.704	2.324.204	2.446.908
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	ICB Argentina	$ Arg	36,00%	42,59%	132.215	371.509	503.724
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	B.N.P. Paribas	US$	6,32%	5,98%	20.269	1.020.576	1.040.845
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander	Ch$	6,00%	6,00%	582	-	582
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	EDC	US$	1,42%	1,34%	-	-	-
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BBVA S.A.NY	US$	1,56%	0,99%	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Deutsche Bank	US$	13,35%	12,73%	1.331.375	4.844.938	6.176.313
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Standard Bank	US$	13,35%	12,73%	667.376	2.425.364	3.092.740
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	US$	13,35%	12,73%	687.484	2.459.835	3.147.319
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau	$ Arg	33,70%	29,25%	-	-	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Macro	$ Arg	30,72%	28,00%	1.522.852	-	1.522.852
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Santander - Sindicado IV	$ Arg	35,26%	31,36%	306.765	1.185.867	1.492.632
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Itau- Sindicado IV	$ Arg	35,26%	31,36%	273.493	1.057.510	1.331.003
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Galicia - Sindicado IV	$ Arg	35,26%	31,36%	262.403	1.014.727	1.277.130
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Hipotecario - Sindicado IV	$ Arg	35,26%	31,36%	86.271	335.251	421.522
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Banco Ciudad -Sindicado IV	$ Arg	35,26%	31,36%	34.894	135.536	170.430
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	ICB Argentina	$ Arg	35,26%	31,36%	340.037	1.314.222	1.654.259
			Totales				**17.616.391**	**45.859.907**	**63.476.298**

31 de diciembre de 2014								31 de diciembre de 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$
3.324.376	13.139.191	12.031.066	10.922.940	-	39.417.573	700.813	2.102.437	2.803.250	2.803.249	2.803.250	12.446.756	11.512.339	10.577.923	40.143.517
-	-	-	-	-	-	251.103	3.518.132	3.769.235	3.749.565	3.728.436	3.705.738	-	-	11.183.739
-	-	-	-	-	-	62.832	4.588.348	4.651.180	4.844.441	-	-	-	-	4.844.441
-	-	-	-	-	-	111.082	333.246	444.328	444.328	1.197.819	1.190.105	1.181.509	1.171.932	5.185.693
-	-	-	-	-	-	104	-	104	-	-	-	-	-	-
4.102.444	14.508.170	13.140.689	11.773.208	-	43.524.511	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
138.615	2.043.262	-	-	-	2.181.877	89.516	268.546	358.062	358.062	358.062	2.120.747	3.986.879	-	6.823.750
248.674	248.674	4.308.038	-	-	4.805.386	-	-	-	-	-	-	-	-	-
154.691	154.691	3.112.021	-	-	3.421.403	45.411	136.232	181.643	181.643	181.643	181.643	2.896.101	-	3.441.030
257.815	257.815	5.186.700	-	-	5.702.330	75.764	227.291	303.055	303.055	303.055	303.055	4.826.966	-	5.736.131
247.438	247.438	4.979.205	-	-	5.474.081	73.538	220.614	294.152	294.152	294.153	294.152	4.635.229	-	5.517.686
257.861	257.861	5.186.719	-	-	5.702.441	94.009	282.026	376.035	376.034	376.034	376.034	4.857.374	-	5.985.476
-	-	-	-	-	-	738.135	2.147.173	2.885.308	3.417.147	-	-	-	-	3.417.147
-	-	-	-	-	-	31.972	327.033	359.005	504.864	-	-	-	-	504.864
-	-	-	-	-	-	300.671	875.884	1.176.555	342.441	-	-	-	-	342.441
-	-	-	-	-	-	320.316	884.324	1.204.640	1.000.308	-	-	-	-	1.000.308
-	-	-	-	-	-	68.637	-	68.637	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	258.319	886.628	1.144.947	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	728.237	2.549.992	3.278.229	1.725.706	-	-	-	-	1.725.706
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	24.455	-	24.455	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	39.237	37.009	76.246	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	4	-	4	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-

31 de diciembre de 2014								31 de diciembre de 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$
1.039.398	-	-	-	-	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
68.780.986	**65.194.217**	**78.955.951**	**36.824.905**	**48.015.897**	**297.771.956**	**27.162.463**	**147.564.051**	**174.726.514**	**45.550.728**	**40.329.118**	**52.203.401**	**62.659.714**	**77.704.695**	**278.447.656**

b) Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas

d. Resumen de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Monedas y Vencimientos

			Corriente			No Corriente				
			Vencimiento		Total Corriente al 31/12/2014	Vencimiento				
Segmento País	Moneda	Tasa Nominal	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	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$	7,17%	11.857.865	152.626.256	164.484.121	188.522.289	25.581.811	25.581.811	25.581.811	734.182.951
Chile	U.F.	5,57%	9.168.367	35.341.359	44.509.726	43.719.963	42.919.926	42.109.023	52.020.539	441.830.545
Perú	US$	6,89%	4.424.492	1.630.232	6.054.724	14.072.738	1.443.269	7.173.013	5.691.115	15.362.941
Perú	Soles	6,57%	8.992.510	33.040.637	42.033.147	30.115.012	32.058.804	11.190.625	39.655.619	189.474.327
Colombia	$ Col	7,79%	86.056.574	65.385.741	151.442.315	121.885.126	217.675.920	191.934.482	150.687.586	877.507.340
Brasil	Real	11,69%	11.340.152	58.273.250	69.613.402	119.821.286	131.772.248	107.403.868	52.740.514	-
Total			**131.839.960**	**346.297.475**	**478.137.435**	**518.136.414**	**451.451.978**	**385.392.822**	**326.377.184**	**2.258.358.104**

e. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

								31 de diciembre de 2014		
								Corriente		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	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	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª	Brasil	Real	11,69%	11,87%	781.789	14.938.243	15.720.032
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 2ª	Brasil	Real	14,63%	14,82%	1.867.488	5.602.465	7.469.953
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª	Brasil	Real	11,50%	11,67%	657.480	1.972.439	2.629.919
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 2ª	Brasil	Real	12,65%	12,80%	2.521.703	7.565.110	10.086.813
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Bonos 1ª	Brasil	Real	11,60%	11,67%	2.077.536	6.232.607	8.310.143
Extranjera	Chinango S.A.C.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,25%	6,16%	-	-	-
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	B8	Colombia	$ Col	8,75%	8,48%	-	-	-
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	B102	Colombia	$ Col	8,31%	8,06%	2.078.386	6.235.159	8.313.545
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	B103	Colombia	$ Col	8,57%	8,31%	433.414	1.300.241	1.733.655
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	B604	Colombia	$ Col	6,89%	6,72%	630.368	1.891.104	2.521.472
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	Bonos B5-13	Colombia	$ Col	6,89%	6,72%	790.923	2.372.770	3.163.693
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	Bonos B12-13	Colombia	$ Col	7,80%	7,58%	946.989	2.840.966	3.787.955
Extranjera	Codensa S.A.	Colombia	Bonos B7-14	Colombia	$ Col	6,49%	6,34%	834.666	2.503.998	3.338.664
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Itaú 1	Brasil	Real	11,54%	11,54%	686.017	13.717.969	14.403.986
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Itaú 2	Brasil	Real	13,47%	13,47%	2.748.139	8.244.417	10.992.556
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,70%	6,59%	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,41%	6,31%	80.157	240.472	320.629
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,38%	6,28%	79.761	239.282	319.043
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	Perú	Soles	6,86%	6,75%	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	Perú	US$	6,44%	6,34%	91.749	275.246	366.995
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	Perú	US$	9,20%	9,00%	-	-	-
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	Perú	US$	7,93%	7,78%	91.899	275.698	367.597
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Continental	Perú	US$	7,25%	7,13%	3.881.082	-	3.881.082
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,73%	6,63%	95.816	287.449	383.265
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,09%	6,00%	86.777	260.331	347.108
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	6,57%	6,47%	93.556	280.669	374.225
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Banco Scotiabank	Perú	US$	5,86%	5,78%	83.613	250.839	334.452
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,44%	5,37%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	5,91%	5,82%	60.213	4.083.492	4.143.705
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,16%	8,00%	75.819	227.458	303.277
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	7,22%	7,09%	55.213	165.638	220.851
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	8,00%	7,85%	110.739	332.216	442.955
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,94%	6,82%	141.246	8.362.253	8.503.499
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Profuturo	Perú	Soles	8,06%	7,91%	5.163.298	-	5.163.298
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Horizonte	Perú	Soles	6,56%	6,46%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,81%	6,70%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,13%	7,00%	90.771	272.312	363.083
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,06%	5,97%	154.600	463.801	618.401

No Corriente	Corriente			No Corriente					
	Vencimiento			Vencimiento					
Total No Corriente al 31/12/2014 M$	Uno a Tres Meses M$	Tres a Doce Meses M$	Total 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$	Total No Corriente al 31/12/2013 M$
999.450.673	193.391.423	24.826.863	218.218.286	135.060.271	154.897.922	13.536.570	13.536.570	400.223.952	717.255.285
622.599.996	6.035.415	25.473.179	31.508.594	31.037.563	30.562.528	30.083.259	29.599.516	410.441.438	531.724.304
43.743.076	649.265	7.018.782	7.668.047	5.278.029	12.212.120	1.274.166	6.226.693	18.288.999	43.280.007
302.494.387	13.199.528	41.657.758	54.857.286	34.442.753	23.418.419	16.098.049	6.359.444	135.395.067	215.713.732
1.559.690.454	102.194.394	81.201.594	183.395.988	138.155.396	106.871.012	211.858.543	185.028.967	795.923.731	1.437.837.649
411.737.916	7.808.433	23.425.299	31.233.732	55.250.342	102.809.990	93.213.972	73.251.738	25.912.300	350.438.342
3.939.716.502	**323.278.458**	**203.603.475**	**526.881.933**	**399.224.354**	**430.771.991**	**366.064.559**	**314.002.928**	**1.786.185.487**	**3.296.249.319**

31 de diciembre de 2014						31 de diciembre de 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$
14.156.454	-	-	-	-	14.156.454	599.930	1.799.791	2.399.721	14.923.646	13.723.786	-	-	-	28.647.432
23.248.180	20.758.200	18.268.216	-	-	62.274.596	1.626.374	4.879.121	6.505.495	6.505.495	21.086.106	18.917.611	16.749.112	-	63.258.324
13.403.776	12.088.817	-	-	-	25.492.593	502.290	1.506.870	2.009.160	2.009.160	12.723.841	11.719.260	-	-	26.452.261
10.086.813	34.986.514	31.624.249	28.261.978	-	104.959.554	2.178.696	6.536.087	8.714.783	8.714.783	8.714.783	31.722.152	28.817.228	25.912.300	103.881.246
8.310.143	30.018.631	27.248.583	24.478.536	-	90.055.893	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	4.724.809	-	4.724.809	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	69.571.278	-	69.571.278	-	-	-	-	-	-
8.313.545	101.452.870	-	-	-	109.766.415	1.927.748	5.783.244	7.710.992	7.710.992	7.710.992	108.708.280	-	-	124.130.264
1.733.654	1.733.654	22.040.062	-	-	25.507.370	401.391	1.204.173	1.605.564	1.605.565	1.605.564	1.605.565	23.425.341	-	28.242.035
37.225.610	-	-	-	-	37.225.610	570.162	1.710.487	2.280.649	2.280.650	39.928.453	-	-	-	42.209.103
3.163.694	3.163.694	49.010.829	-	-	55.338.217	665.514	1.996.541	2.662.055	2.662.055	2.662.054	2.662.055	51.987.474	-	59.973.638
3.787.954	3.787.954	3.787.954	3.787.954	71.487.573	86.639.389	815.445	2.446.336	3.261.781	3.261.781	3.261.781	3.261.781	3.261.781	75.293.598	88.340.722
3.338.664	3.338.664	3.338.664	3.338.664	52.801.231	66.155.887	-	-	-	-	-	-	-	-	-
13.031.952	-	-	-	-	13.031.952	518.894	1.556.683	2.075.577	13.568.262	12.530.474	-	-	-	26.098.736
37.583.968	33.920.086	30.262.820	-	-	101.766.874	2.382.249	7.146.747	9.528.996	9.528.996	34.031.000	30.854.949	27.685.398	-	102.100.343
-	-	-	-	-	-	5.408.901	-	5.408.901	-	-	-	-	-	-
320.629	320.629	320.629	320.629	5.880.850	7.163.366	74.183	222.548	296.731	296.731	296.732	296.731	296.732	5.739.253	6.926.179
319.042	319.042	319.042	5.265.385	-	6.222.511	73.816	221.447	295.263	295.263	295.262	295.263	295.262	4.872.930	6.053.980
-	-	-	-	-	-	63.459	3.866.320	3.929.779	-	-	-	-	-	-
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	82.595	247.784	330.379	330.379	330.378	330.379	5.282.906	-	6.274.042
334.453	334.453	334.453	334.453	6.323.623	7.661.435	73.816	221.449	295.265	295.266	295.266	295.266	295.266	5.772.090	6.953.154
-	-	-	-	-	-	67.338	4.927.820	4.995.158	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	55.631	166.892	222.523	3.834.729	-	-	-	-	3.834.729
3.682.353	-	-	-	-	3.682.353	69.116	207.348	276.464	276.464	3.407.537	-	-	-	3.684.001
3.194.800	-	-	-	-	3.194.800	51.004	153.011	204.015	204.014	2.956.425	-	-	-	3.160.439
5.600.079	-	-	-	-	5.600.079	102.391	307.173	409.564	409.564	5.182.614	-	-	-	5.592.178
-	-	-	-	-	-	130.531	391.592	522.123	7.869.191	-	-	-	-	7.869.191
-	-	-	-	-	-	94.494	283.481	377.975	4.778.264	-	-	-	-	4.778.264
-	-	-	-	-	-	91.012	5.602.792	5.693.804	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	80.145	4.780.838	4.860.983	-	-	-	-	-	-
5.260.818	-	-	-	-	5.260.818	83.817	251.452	335.269	335.270	4.868.328	-	-	-	5.203.598
618.402	618.402	618.402	618.402	14.100.867	16.574.475	143.077	429.232	572.309	572.309	572.310	572.309	572.310	13.049.859	15.339.097

f. Individualización de Obligaciones Garantizadas y No Garantizadas por Deudor

								31 de diciembre de 2014		
								Corriente		
Rut Empresa Deudora	Nombre Empresa Deudora	País Empresa Deudora	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	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,13%	5,06%	130.791	392.374	523.165
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	5,56%	5,49%	141.902	425.707	567.609
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,00%	4,94%	102.093	306.280	408.373
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	107.787	323.360	431.147
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,06%	6,94%	66.200	198.600	264.800
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	6,63%	6,52%	67.470	4.085.912	4.153.382
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	FCR - Macrofondo	Perú	Soles	7,03%	6,91%	71.597	214.790	286.387
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Prima	Perú	Soles	7,44%	7,30%	113.501	340.502	454.003
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Interseguro Cia de Seguros	Perú	Soles	6,28%	6,19%	128.125	384.374	512.499
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	AFP Integra	Perú	Soles	6,50%	6,40%	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Fondo -Fosersoe	Perú	Soles	8,75%	8,57%	133.501	6.228.634	6.362.135
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,75%	6,64%	171.606	514.819	686.425
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,28%	7,15%	131.472	394.416	525.888
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,50%	6,40%	165.257	495.772	661.029
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	7,38%	7,24%	224.939	674.816	899.755
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,78%	6,67%	345.808	1.037.423	1.383.231
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	194.336	583.009	777.345
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	5,84%	5,76%	299.678	899.035	1.198.713
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	6,34%	6,25%	262.032	786.096	1.048.128
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Rimac Internacional	Perú	Soles	4,81%	4,76%	122.598	367.794	490.392
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A5	Colombia	$ Col	5,54%	5,43%	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A-10	Colombia	$ Col	8,87%	8,59%	53.979.516	-	53.979.516
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos A102	Colombia	$ Col	8,87%	8,59%	10.281.812	-	10.281.812
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B-103	Colombia	$ Col	8,99%	8,99%	982.211	2.946.634	3.928.845
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B10	Colombia	$ Col	9,64%	9,31%	882.562	2.647.687	3.530.249
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B15	Colombia	$ Col	9,96%	9,61%	316.557	949.671	1.266.228
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos E5-09	Colombia	$ Col	9,10%	8,80%	-	-	-
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B09-09	Colombia	$ Col	9,77%	9,43%	1.213.148	3.639.445	4.852.593
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B12	Colombia	$ Col	9,97%	9,62%	509.006	1.527.019	2.036.025
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos exterior	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	581.078	1.743.234	2.324.312
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo	Colombia	$ Col	10,17%	10,17%	4.175.756	12.527.267	16.703.023
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10	Colombia	$ Col	7,30%	7,11%	1.246.095	3.738.285	4.984.380
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B15	Colombia	$ Col	7,42%	7,22%	845.671	2.537.012	3.382.683
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B12-13	Colombia	$ Col	8,83%	8,55%	1.843.223	5.529.669	7.372.892
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B6-13	Colombia	$ Col	8,06%	7,82%	703.731	2.111.194	2.814.925
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B6-13	Colombia	$ Col	8,06%	7,82%	228.103	684.309	912.412
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B16-14	Colombia	$ Col	7,95%	7,73%	743.130	2.229.390	2.972.520
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B10-14	Colombia	$ Col	7,62%	7,41%	816.008	2.448.025	3.264.033
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos Quimbo B6-14	Colombia	$ Col	7,19%	7,01%	540.559	1.621.676	2.162.235
Extranjera	Emgesa S.A. E.S.P.	Colombia	Bonos B6-14	Colombia	$ Col	7,19%	7,01%	453.662	1.360.986	1.814.648
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-1	E.E.U.U.	US$	7,96%	7,88%	2.474.039	7.422.118	9.896.157
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-2	E.E.U.U.	US$	7,40%	7,33%	789.495	2.368.484	3.157.979
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Primera Emisión S-3	E.E.U.U.	US$	8,26%	8,13%	502.137	1.506.412	2.008.549
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - 144 - A	E.E.U.U.	US$	8,83%	8,63%	2.641.806	124.978.079	127.619.885
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	BNY Mellon - Unica 24296	E.E.U.U.	US$	5,30%	4,25%	2.621.139	7.863.416	10.484.555
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander -317 Serie-H	Chile	U.F.	7,17%	6,20%	2.174.007	11.394.304	13.568.311
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	Banco Santander 522 Serie-M	Chile	U.F.	4,82%	4,75%	6.203.670	18.611.010	24.814.680
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2014	E.E.U.U.	US$	7,76%	6,60%	-	-	-
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2016	E.E.U.U.	US$	7,69%	7,38%	2.820.606	8.461.818	11.282.424
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Yankee bonos 2026	E.E.U.U.	US$	7,76%	7,40%	8.643	25.929	34.572
94.271.000-3	Enersis S.A.	Chile	Bonos UF 269	Chile	U.F.	7,02%	5,75%	790.690	5.336.045	6.126.735
			Totales					**131.839.960**	**346.297.475**	**478.137.435**

31 de diciembre de 2014									31 de diciembre de 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$
523.166	523.166	523.166	523.166	13.871.576	15.964.240	121.972	365.917	487.889	487.889	487.889	487.889	487.889	12.864.045	14.815.601
567.609	567.609	567.609	567.609	11.672.179	13.942.615	131.326	393.977	525.303	525.302	525.303	525.302	525.303	11.852.798	13.954.008
408.374	408.374	408.374	408.374	10.543.055	12.176.551	94.484	283.452	377.936	377.935	377.936	377.935	377.936	10.513.101	12.024.843
431.146	6.238.848	-	-	-	6.669.994	99.752	299.257	399.009	399.009	399.009	5.773.835	-	-	6.571.853
264.800	4.306.155	-	-	-	4.570.955	61.265	183.796	245.061	245.061	245.062	3.964.772	-	-	4.454.895
-	-	-	-	-	-	62.441	187.322	249.763	3.843.809	-	-	-	-	3.843.809
286.387	286.387	286.387	4.087.287	-	4.946.448	66.260	198.780	265.040	265.040	265.039	265.040	265.039	3.782.641	4.842.799
454.003	454.003	454.003	454.003	6.397.801	8.213.813	105.041	315.122	420.163	420.162	420.163	420.162	420.163	6.341.102	8.021.752
512.499	512.499	512.499	512.499	9.322.674	11.372.670	118.575	355.725	474.300	474.300	474.300	474.300	474.300	9.576.409	11.473.609
-	-	-	-	-	-	80.216	4.975.353	5.055.569	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	159.793	9.933.071	10.092.864	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	123.552	370.657	494.209	5.887.936	-	-	-	-	5.887.936
686.425	686.425	686.425	686.425	10.616.171	13.361.871	160.240	480.721	640.961	640.961	640.961	640.961	640.961	10.469.655	13.033.499
525.889	525.889	525.889	525.889	13.962.937	16.066.493	122.685	368.055	490.740	490.741	490.740	490.741	490.740	12.974.185	14.937.147
661.029	661.029	661.029	661.029	10.764.497	13.408.613	160.947	482.841	643.788	643.788	643.788	643.788	643.788	10.635.313	13.210.465
899.755	899.755	899.755	899.755	24.037.040	27.636.060	217.255	651.766	869.021	869.021	869.021	869.021	869.021	22.723.776	26.199.860
1.383.230	1.383.230	1.383.230	1.383.230	22.161.415	27.694.335	-	-	-	-	-	-	-	-	-
777.345	777.345	777.345	777.345	14.910.973	18.020.353	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.198.713	1.198.713	1.198.713	20.916.464	-	24.512.603	-	-	-	-	-	-	-	-	-
1.048.128	1.048.128	1.048.128	1.048.128	21.232.292	25.424.804	-	-	-	-	-	-	-	-	-
490.391	10.323.176	-	-	-	10.813.567	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-	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
-	-	-	-	-	-	185.115.803	-	185.115.803	-	-	-	-	-	-
162.940.478	-	-	-	-	162.940.478	2.529.192	7.587.577	10.116.769	10.116.770	141.361.352	-	-	-	151.478.122
34.572	34.572	34.572	34.572	763.049	901.337	7.750	23.250	31.000	31.000	31.000	31.000	31.000	698.913	822.913
5.948.045	5.759.080	5.559.249	5.347.928	12.363.802	34.978.104	591.317	4.451.182	5.042.499	4.972.884	4.899.264	4.821.412	4.739.083	15.867.590	35.300.233
518.136.414	**451.451.978**	**385.392.822**	**326.377.184**	**2.258.358.104**	**3.939.716.502**	**323.278.458**	**203.603.475**	**526.881.933**	**399.224.354**	**430.771.991**	**366.064.559**	**314.002.928**	**1.786.185.487**	**3.296.249.319**

c) Obligaciones por Arrendamiento Financiero

g. Individualización de Obligaciones por Arrendamiento Financiero

								31 de diciembre de 2014			
								Corriente			No 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$	Uno a Dos Años M$
91.081.000-6	Endesa Chile S.A.	Chile	87.509.100-K	Abengoa Chile	Chile	US$	6,50%	652.199	1.957.446	2.609.645	2.611.991
Extranjera	Edegel S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Scotiabank	Peru	US$	1,98%	2.250.920	6.692.173	8.943.093	8.781.527
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,55%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,31%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,64%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,50%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,58%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	6,13%	44.072	-	44.072	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Santander Perú	Perú	Soles	5,79%	16.329	-	16.329	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Crédito	Perú	Soles	5,65%	29.359	19.575	48.934	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco de Interbank	Perú	Soles	5,29%	109.063	326.675	435.738	108.717
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,89%	-	-	-	-
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,95%	87.951	262.195	350.146	265.456
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	6,00%	81.506	243.250	324.756	321.384
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,99%	76.296	228.219	304.515	302.736
Extranjera	Edelnor S.A.A.	Perú	Extranjera	Banco Continental	Perú	Soles	5,98%	66.774	200.287	267.061	266.963
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Comafi	Argentina	$ Arg	40,02%	-	-	-	-
Extranjera	Edesur S.A.	Argentina	Extranjera	Banco Comafi	Argentina	$ Arg	37,78%	-	-	-	-
Extranjera	EE Piura	Perú	Extranjero	Banco de Crédito	Perú	US$	5,80%	2.333.168	6.862.462	9.195.630	8.830.188
			Totales					**5.747.637**	**16.792.282**	**22.539.919**	**21.488.962**

d) Otras Obligaciones

h. Individualización de otras Obligaciones

								31 de diciembre de 2014			
								Corriente			No 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$	Uno a Dos Años M$
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobrás	Brasil	Real	6,51%	405.054	1.185.145	1.590.199	1.476.915
Extranjera	Ampla Energía S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	8,54%	8.176.081	23.832.151	32.008.232	30.151.983
Extranjera	Cien S.A.	Brasil	Extranjero	Bndes	Brasil	Real	7,46%	187.708	548.354	736.062	696.676
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Nordeste	Brasil	Real	7,82%	1.603.830	4.671.101	6.274.931	5.900.564
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Eletrobras	Brasil	Real	6,19%	795.871	2.331.766	3.127.637	2.928.324
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	BNDES	Brasil	Real	7,28%	2.429.804	7.097.903	9.527.707	9.017.025
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	US$	4,25%	17.726	53.177	70.903	70.902
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	14,96%	-	-	-	-
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Banco do Brasil	Brasil	Real	11,96%	1.963.184	5.889.552	7.852.736	24.836.144
Extranjera	Coelce S.A.	Brasil	Extranjera	Faelce	Brasil	Real	6,52%	-	-	-	-
Extranjera	Dock Sud S.A.	Argentina	Extranjero	YPF Internacional	Argentina	US$	5,27%	-	-	-	-
Extranjera	Dock Sud S.A.	Argentina	Extranjero	PAN American Energy	Argentina	US$	3,27%	-	-	-	-
Extranjera	Dock Sud S.A.	Argentina	Extranjero	Repsol International Finance	Argentina	US$	3,91%	-	-	-	-
Extranjera	Endesa Costanera S.A.	Argentina	Extranjera	Mitsubishi (deuda garantizada)	Argentina	US$	7,42%	9.523	1.850.404	1.859.927	671.565
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	-
Extranjera	Hidroinvest S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	US$	2,33%	952	168.039	168.991	-
Extranjera	H. El Chocón S.A.	Argentina	Extranjero	Otros	Argentina	$ Arg	23,54%	127.042	381.125	508.167	7.769.157
			Totales					**16.814.053**	**49.302.969**	**66.117.022**	**83.519.255**

31 de diciembre de 2014								31 de diciembre de 2013					
No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$
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
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
-	-	-	-	-	132.465	-	132.465	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	73.687	73.675	147.362	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	18.076	18.098	36.174	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	473.371	696.811	1.170.182	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	22.738	68.077	90.815	15.115	-	-	-	-	15.115
-	-	-	-	-	122.600	367.435	490.035	40.792	-	-	-	-	40.792
-	-	-	-	-	52.441	122.340	174.781	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	27.488	82.134	109.622	45.391	-	-	-	-	45.391
-	-	-	-	108.717	100.700	301.992	402.692	402.400	-	-	-	-	402.400
-	-	-	-	-	-	-	-	24	-	-	-	-	24
-	-	-	-	265.456	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	321.384	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	302.736	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	266.963	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	56.904	76.709	133.613	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	17.739	29.229	46.968	-	-	-	-	-	-
8.464.746	8.099.305	7.733.863	17.273.508	50.401.610	1.778.978	5.337.073	7.116.051	7.116.432	7.116.837	7.117.264	7.117.715	25.785.333	54.253.581
24.463.865	**10.716.456**	**10.353.847**	**29.561.323**	**96.584.453**	**4.945.212**	**13.336.792**	**18.282.004**	**17.698.150**	**17.046.258**	**21.016.626**	**9.428.326**	**38.809.365**	**103.998.725**

31 de diciembre de 2014								31 de diciembre de 2013					
No Corriente					Corriente			No Corriente					
Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$	Menos de 90 días M$	más de 90 días M$	Total Corriente M$	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total No Corriente M$
1.310.337	923.887	406.995	569.694	4.687.828	417.902	1.223.454	1.641.356	1.559.871	1.449.750	1.286.255	907.011	958.889	6.161.776
28.295.732	22.101.795	16.454.992	16.008.608	113.013.110	5.428.006	21.946.195	27.374.201	31.430.759	29.602.799	27.774.835	21.691.157	31.860.390	142.359.940
657.291	617.907	578.521	274.492	2.824.887	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5.526.195	5.151.828	1.229.462	-	17.808.049	4.024.633	11.802.083	15.826.716	6.165.229	5.795.779	5.426.330	5.056.881	1.206.494	23.650.713
2.610.994	2.351.880	2.094.052	4.093.070	14.078.320	898.802	2.638.502	3.537.304	3.384.102	3.169.686	2.842.713	2.572.857	6.647.844	18.617.202
8.506.344	7.995.663	7.484.981	6.508.647	39.512.660	3.748.035	14.210.032	17.958.067	9.372.402	8.866.778	8.361.153	7.855.528	13.738.332	48.194.193
70.902	70.902	70.902	1.993.373	2.276.981	16.315	83.473	99.788	62.262	62.261	62.262	62.261	1.791.238	2.040.284
-	-	-	-	-	941.899	-	941.899	-	-	-	-	-	-
22.872.959	20.909.775	18.946.591	-	87.565.469	-	-	-	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	1.482.648	1.470.262	2.952.910	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	27.505.551	-	27.505.551	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	41.263	3.656.181	3.697.444	-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	11.400	2.065.397	2.076.797	-	-	-	-	-	-
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	-	-	-	-	-	-
1.945.985	-	-	-	9.715.142	48.246	144.738	192.984	784.122	343.815	-	-	-	1.127.937
72.467.356	**60.793.307**	**48.075.280**	**53.334.660**	**318.189.858**	**119.905.869**	**61.941.709**	**181.847.578**	**54.287.534**	**49.290.868**	**45.753.548**	**38.145.695**	**56.203.187**	**243.680.832**

Anexo N°5

Detalle de Activos y Pasivos en Moneda Extranjera

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

El detalle de los activos y pasivos 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			334.548.745	248.312.155
	Dólar	Peso chileno	294.009.266	232.967.516
	Dólar	Peso Colombiano	413.009	27.448
	Dólar	Nuevo Sol	28.750.530	12.983.279
	Dólar	Peso Argentino	1.058.646	2.333.912
	Peso Argentino	Dólar	4.206.734	-
	Peso chileno	Dólar	6.110.560	-
Cuentas por Cobrar a Entidades Relacionadas, Corriente			14.039.935	28.384.147
	Dólar	Peso 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			348.588.680	276.696.302
TOTAL ACTIVOS CORRIENTES			348.588.680	276.696.302
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación			61.063.049	172.322.119
	Dólar	Peso chileno	27.794.762	138.667.415
	Peso colombiano	Peso chileno	32.795.615	33.083.016
	Peso argentino	Peso chileno	472.672	571.688
Plusvalía			439.500.128	395.020.857
	Real	Nuevo Sol	8.527.161	8.287.322
	Real	Peso chileno	258.398.340	242.896.782
	Peso Colombiano	Peso chileno	11.045.730	11.786.530
	Nuevo Sol	Peso chileno	135.136.616	125.059.831
	Peso Argentino	Peso chileno	6.220.966	6.990.392
	Dólar	Peso chileno	20.171.315	-
TOTAL ACTIVOS NO CORRIENTES			500.563.177	567.342.976
TOTAL ACTIVOS			**849.151.857**	**844.039.278**

			31/12/14					
			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes		
	Moneda extranjera	Moneda funcional	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$
PASIVOS								
Otros pasivos financieros corrientes	Dólares		27.290.627	194.911.470	222.202.097	264.874.981	71.011.720	60.603.646
	Dólares	Pesos chileno	12.530.333	155.604.278	168.134.611	191.134.280	28.196.301	28.198.962
	Dólares	Reales	17.726	53.177	70.903	70.902	70.902	70.902
	Dólares	Soles	11.923.154	25.181.231	37.104.385	71.958.836	42.073.900	31.664.112
	Dólares	Peso Argentino	2.819.414	14.072.784	16.892.198	1.710.963	670.617	669.670
TOTAL PASIVOS			**27.290.627**	**194.911.470**	**222.202.097**	**264.874.981**	**71.011.720**	**60.603.646**

	31/12/14						31/12/13					
	Pasivos no corrientes			Pasivos corrientes			Pasivos no corrientes					
	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total no Corriente M$	Hasta 90 días M$	de 91 días a 1 año M$	Total Corriente	Uno a Dos Años M$	Dos a Tres Años M$	Tres a Cuatro Años M$	Cuatro a Cinco Años M$	Más de Cinco Años M$	Total no Corriente
	42.762.853	804.987.364	1.244.240.564	307.747.217	255.065.083	562.812.300	179.215.039	204.108.025	56.126.213	43.717.624	460.285.486	943.452.387
	28.201.795	746.470.766	1.022.202.104	194.815.346	234.307.578	429.122.924	138.273.483	157.215.253	15.850.647	15.847.182	413.247.984	740.434.549
	70.902	1.993.373	2.276.981	441.332	7.606.194	8.047.526	9.100.596	4.988.516	4.958.105	1.243.770	2.963.170	23.254.157
	13.681.372	32.636.449	192.014.669	6.970.851	7.926.216	14.897.067	30.199.588	41.904.256	35.317.461	26.626.672	44.074.332	178.122.309
	808.784	23.886.776	27.746.810	105.519.688	5.225.095	110.744.783	1.641.372	-	-	-	-	1.641.372
	42.762.853	**804.987.364**	**1.244.240.564**	**307.747.217**	**255.065.083**	**562.812.300**	**179.215.039**	**204.108.025**	**56.126.213**	**43.717.624**	**460.285.486**	**943.452.387**

Anexo N°6

Información Adicional Oficio Circular N° 715 de 03 de Febrero de 2012:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

a) Estratificación de la Cartera

- Por Antigüedad de las Cuentas Comerciales por Cobrar y otras Cuentas por Cobrar:

	Saldo al 31/12/14				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	903.063.886	106.894.634	39.814.503	20.741.774	7.150.011
Provisión de deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)	(2.288.401)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	568.028.235	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(7.239.158)	-	-	-	-
Total	**1.462.572.590**	**98.734.769**	**37.406.353**	**16.703.125**	**4.861.610**

	Saldo al 31/12/13				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$
Cuentas comerciales por cobrar bruto	688.559.771	84.451.304	32.613.952	7.862.372	6.501.113
Provisión de deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)
Otras Cuentas por Cobrar bruto	284.352.676	-	-	-	-
Provisión de deterioro	(9.722.257)	-	-	-	-
Total	**962.365.042**	**70.100.738**	**28.635.214**	**5.175.815**	**3.659.456**

- Por Tipo de Cartera:

	Saldo al 31/12/14				
	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta
Tramos de morosidad	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes
Al día	10.244.620	888.656.332	93.327	14.407.554	10.337.947
Entre 1 y 30 días	2.101.665	101.089.273	85.662	5.805.361	2.187.327
Entre 31 y 60 días	408.941	36.225.884	29.281	3.588.619	438.222
Entre 61 y 90 días	87.712	18.833.430	23.566	1.908.344	111.278
Entre 91 y 120 días	58.397	5.580.951	14.327	1.569.060	72.724
Entre 121 y 150 días	52.163	5.776.635	14.132	1.397.463	66.295
Entre 151 y 180 días	39.113	5.103.607	9.616	1.284.276	48.729
Entre 181 y 210 días	24.086	3.462.029	15.507	1.076.083	39.593
Entre 211 y 250 días	20.666	2.455.802	10.733	960.772	31.399
Superior a 251 días	408.132	148.793.724	18.770	28.024.455	426.902
Total	**13.445.495**	**1.215.977.667**	**314.921**	**60.021.987**	**13.760.416**

b) Cartera Protestada y en Cobranza Judicial.

	Saldo al 31/12/14		Saldo al 31/12/13	
Cartera protestada y en cobranza judicial	Número de clientes	Monto M$	Número de clientes	Monto M$
Documentos por cobrar protestados	164.145	15.922.688	158.928	15.316.981
Documentos por cobrar en cobranza judicial (*)	9.983	13.828.106	9.149	10.640.373
Total	**174.128**	**29.750.794**	**168.077**	**25.957.354**

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

Saldo al 31/12/14						
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$
7.174.098	6.387.883	4.538.112	3.416.574	176.818.179	1.275.999.654	202.932.480
(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
-	-	-	-	-	568.028.235	88.709.195
-	-	-	-	-	(7.239.158)	-
5.051.153	**4.384.416**	**3.003.510**	**2.056.057**	**46.913.320**	**1.681.686.903**	**291.641.675**

Saldo al 31/12/13						
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$
25.830.569	5.393.470	3.855.957	2.669.480	144.514.712	1.002.252.700	181.381.483
(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-
-	-	-	-	-	284.352.676	41.664.190
-	-	-	-	-	(9.722.257)	-
23.780.492	**3.187.523**	**2.050.462**	**1.392.707**	**29.389.659**	**1.129.737.108**	**223.045.673**

Saldo al 31/12/14	Saldo al 31/12/13					
Total cartera bruta	Cartera no repactada		Cartera repactada		Total cartera bruta	
Monto bruto M$å	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$	Número de clientes	Monto bruto M$
903.063.886	10.181.482	675.688.355	111.812	12.871.416	10.293.294	688.559.771
106.894.634	2.176.060	78.924.126	89.451	5.527.178	2.265.511	84.451.304
39.814.503	408.044	30.106.897	28.598	2.507.055	436.642	32.613.952
20.741.774	83.717	6.311.465	23.208	1.550.907	106.925	7.862.372
7.150.011	58.782	5.220.020	14.156	1.281.093	72.938	6.501.113
7.174.098	47.384	24.672.166	14.022	1.158.403	61.406	25.830.569
6.387.883	35.463	4.004.716	9.548	1.388.754	45.011	5.393.470
4.538.112	20.473	2.909.044	15.462	946.913	35.935	3.855.957
3.416.574	17.899	1.904.948	10.690	764.532	28.589	2.669.480
176.818.179	451.967	117.675.353	19.388	26.839.359	471.355	144.514.712
1.275.999.654	**13.481.271**	**947.417.090**	**336.335**	**54.835.610**	**13.817.606**	**1.002.252.700**

c) Provisiones y Castigos.

	Saldo al	
Provisiones y castigos	31/12/14 M$	31/12/13 M$
Provisión cartera no repactada	22.178.152	19.629.701
Provisión cartera repactada	669.988	13.924.936
Castigos del período	19.013.041	(18.827.998)
Recuperos del período	-	-
Total	**41.861.181**	**14.726.639**

d) Número y Monto de Operaciones.

Número y monto operaciones	Saldo al 31/12/14 Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M$	Saldo al 31/12/14 Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M$	Saldo al 31/12/13 Total detalle por tipo de operaciones Ultimo trimestre M$	Saldo al 31/12/13 Total detalle por tipo de operaciones Acumulado Anual M$
Provisión deterioro y recuperos:				
Número de operaciones	1.889.698	1.889.698	1.850.913	2.005.485
Monto de las operaciones	22.848.140	22.848.140	5.492.566	33.554.637

Anexo N°6.1

Información Complementaria de Cuentas Comerciales:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

a) Estratificación de la Cartera

- Por Antigüedad de las Cuentas Comerciales:

Cuentas comerciales por cobrar	Saldo al 31/12/14 Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**372.017.282**	**14.185.584**	**2.368.035**	**826.795**	**259.556**
-Grandes Clientes	293.311.567	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-	-
-Otros	30.352.081	7.536.326	34.852	263.787	31.146
Provisión Deterioro	(388.459)	-	-	(169.056)	-
Servicios no facturados	211.809.086	-	-	-	-
Servicios facturados	160.208.196	14.185.584	2.368.035	826.795	259.556
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**531.046.604**	**92.709.050**	**37.446.468**	**19.914.979**	**6.890.455**
-Clientes Masivos	363.514.047	66.110.431	24.474.607	6.539.339	4.783.444
-Grandes Clientes	122.493.330	18.645.276	6.038.961	2.946.789	713.261
-Clientes Institucionales	45.039.227	7.953.343	6.932.900	10.428.851	1.393.750
Provisión Deterioro	(891.914)	(8.159.865)	(2.408.150)	(3.869.593)	(2.288.401)
Servicios no facturados	317.688.170	-	-	-	-
Servicios facturados	217.794.795	92.709.050	37.446.468	19.914.979	6.890.455
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**903.063.886**	**106.894.634**	**39.814.503**	**20.741.774**	**7.150.011**
Total Provisión Deterioro	(1.280.373)	(8.159.865)	(2.408.150)	(4.038.649)	(2.288.401)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**901.783.513**	**98.734.769**	**37.406.353**	**16.703.125**	**4.861.610**

Como no todas nuestras bases de datos comerciales en las distintas filiales de nuestro Grupo distinguen que el consumidor final del servicio eléctrico es una persona natural o jurídica, la principal segmentación de gestión y común a todas las filiales utilizada para realizar el control y seguimiento de las cuentas comerciales es la que se indica a continuación:

- Clientes Masivos
- Grandes Clientes
- Clientes Institucionales

	Saldo al 31/12/14						
	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$
	101.591	**386.044**	**69.185**	**140.611**	**58.775.408**	**449.130.091**	**180.858.354**
	77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.284.087	-
	-	-	-	-	-	48.353.634	172.090.003
	24.125	120.806	3.660	3.788	55.121.799	93.492.370	8.768.351
	-	-	-	-	(56.435.060)	(56.992.575)	-
	-	-	-	-	-	211.809.086	1.045.832
	101.591	386.044	69.185	140.611	58.775.408	237.321.005	179.812.522
	7.072.507	**6.001.839**	**4.468.927**	**3.275.963**	**118.042.771**	**826.869.563**	**22.074.126**
	4.107.710	3.337.309	2.388.662	1.846.646	49.452.156	526.554.351	11.102.240
	1.068.570	1.460.736	1.289.811	664.518	33.142.022	188.463.274	3.153.611
	1.896.227	1.203.794	790.454	764.799	35.448.593	111.851.938	7.818.275
	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(73.469.799)	(98.109.253)	-
	-	-	-	-	-	317.688.170	-
	7.072.507	6.001.839	4.468.927	3.275.963	118.042.771	513.617.754	22.074.126
	7.174.098	**6.387.883**	**4.538.112**	**3.416.574**	**176.818.179**	**1.275.999.654**	**202.932.480**
	(2.122.945)	(2.003.467)	(1.534.602)	(1.360.517)	(129.904.859)	(155.101.828)	-
	5.051.153	**4.384.416**	**3.003.510**	**2.056.057**	**46.913.320**	**1.120.897.826**	**202.932.480**

	Saldo al 31/12/13				
Cuentas comerciales por cobrar	Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$
Cuentas comerciales por cobrar Generación y transmisión	**256.065.253**	**5.292.261**	**195.439**	**265.303**	**76.876**
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-
-Otros	28.422.652	4.541.016	37.526	196.281	6.483
Provisión Deterioro	(317.421)	-	-	(189.965)	-
Servicios no facturados	161.283.323	-	-	-	-
Servicios facturados	94.781.930	5.292.261	195.439	265.303	76.876
Cuentas comerciales por cobrar Distribución	**432.494.518**	**79.159.043**	**32.418.513**	**7.597.069**	**6.424.237**
-Clientes Masivos	285.898.592	57.949.731	21.036.349	4.852.305	4.482.227
-Grandes Clientes	104.697.460	16.582.507	5.598.217	1.435.871	701.981
-Clientes Institucionales	41.898.466	4.626.805	5.783.947	1.308.893	1.240.029
Provisión Deterioro	(507.727)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.496.592)	(2.841.657)
Servicios no facturados	205.202.092	-	-	-	-
Servicios facturados	227.292.426	79.159.043	32.418.513	7.597.069	6.424.237
Total Cuentas comerciales por cobrar Brutos	**688.559.771**	**84.451.304**	**32.613.952**	**7.862.372**	**6.501.113**
Total Provisión Deterioro	(825.148)	(14.350.566)	(3.978.738)	(2.686.557)	(2.841.657)
Total Cuentas comerciales por cobrar Netos	**687.734.623**	**70.100.738**	**28.635.214**	**5.175.815**	**3.659.456**

Saldo al 31/12/13						
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$
21.235.768	**11.658**	**17.575**	**4.983**	**56.759.576**	**339.924.692**	**160.840.485**
21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616	-
-	-	-	-	-	43.079.880	153.021.560
9.672	10.608	17.457	4.138	53.666.363	86.912.196	7.818.925
(55.494)	-	-	-	(54.451.658)	(55.014.538)	-
-	-	-	-	-	161.283.323	1.510.879
21.235.768	11.658	17.575	4.983	56.759.576	178.641.369	159.329.606
4.594.801	**5.381.812**	**3.838.382**	**2.664.497**	**87.755.136**	**662.328.008**	**20.540.998**
2.946.126	3.130.574	1.967.081	1.403.333	37.968.646	421.634.964	13.849.395
710.996	988.052	908.593	442.381	27.308.100	159.374.158	2.103.134
937.679	1.263.186	962.708	818.783	22.478.390	81.318.886	4.588.469
(1.994.583)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(60.673.395)	(92.131.473)	-
-	-	-	-	-	205.202.092	699.393
4.594.801	5.381.812	3.838.382	2.664.497	87.755.136	457.125.916	19.841.605
25.830.569	**5.393.470**	**3.855.957**	**2.669.480**	**144.514.712**	**1.002.252.700**	**181.381.483**
(2.050.077)	(2.205.947)	(1.805.495)	(1.276.773)	(115.125.053)	(147.146.011)	-
23.780.492	**3.187.523**	**2.050.462**	**1.392.707**	**29.389.659**	**855.106.689**	**181.381.483**

- Por Tipo de Cartera:

Tipos de cartera	Saldo al 31/12/14 Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN					
Cartera no repactada	363.410.191	14.146.157	2.333.183	782.547	228.410
-Grandes Clientes	293.422.775	6.649.258	2.333.183	563.008	228.410
-Clientes Institucionales	48.353.634	-	-	-	-
-Otros	21.633.782	7.496.899	-	219.539	-
Cartera repactada	8.718.298	39.427	34.852	44.248	31.146
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
-Otros	8.718.298	39.427	34.852	44.248	31.146
DISTRIBUCIÓN					
Cartera no repactada	525.246.141	86.943.116	33.892.701	18.050.883	5.352.541
-Clientes Masivos	359.557.387	61.876.128	22.363.672	5.224.924	3.690.220
-Grandes Clientes	121.295.659	17.592.569	5.739.993	2.818.594	627.109
-Clientes Institucionales	44.393.095	7.474.419	5.789.036	10.007.365	1.035.212
Cartera repactada	5.689.256	5.765.934	3.553.767	1.864.096	1.537.914
-Clientes Masivos	3.845.451	4.234.303	2.110.934	1.314.417	1.093.224
-Grandes Clientes	1.197.671	1.052.707	298.969	128.194	86.152
-Clientes Institucionales	646.134	478.924	1.143.864	421.485	358.538
Total cartera bruta	**903.063.886**	**106.894.634**	**39.814.503**	**20.741.774**	**7.150.011**

Tipos de cartera	Saldo al 31/12/13 Cartera al día M$	Morosidad 1-30 días M$	Morosidad 31-60 días M$	Morosidad 61-90 días M$	Morosidad 91-120 días M$
GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN					
Cartera no repactada	249.737.185	5.280.033	157.913	258.987	70.393
-Grandes Clientes	184.562.721	751.245	157.913	69.022	70.393
-Clientes Institucionales	43.079.880	-	-	-	-
-Otros	22.094.584	4.528.788	-	189.965	-
Cartera repactada	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483
-Grandes Clientes	-	-	-	-	-
-Clientes Institucionales	-	-	-	-	-
-Otros	6.328.067	12.228	37.526	6.315	6.483
DISTRIBUCIÓN					
Cartera no repactada	425.951.170	73.644.093	29.948.984	6.052.478	5.149.627
-Clientes Masivos	311.636.104	53.508.995	19.066.515	3.774.662	3.565.936
-Grandes Clientes	72.852.582	16.020.452	5.476.620	1.282.142	585.550
-Clientes Institucionales	41.462.484	4.114.646	5.405.849	995.674	998.141
Cartera repactada	6.543.349	5.514.950	2.469.529	1.544.592	1.274.610
-Clientes Masivos	5.776.933	4.440.736	1.969.835	1.077.643	916.293
-Grandes Clientes	330.434	562.054	121.596	153.729	116.431
-Clientes Institucionales	435.982	512.160	378.098	313.220	241.886
Total cartera bruta	**688.559.771**	**84.451.304**	**32.613.952**	**7.862.372**	**6.501.113**

Saldo al 31/12/14					
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$
77.466	265.238	65.525	136.823	58.343.089	439.788.629
77.466	265.238	65.525	136.823	3.653.609	307.395.295
-	-	-	-	-	48.353.634
-	-	-	-	54.689.480	84.039.700
24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
24.125	120.806	3.660	3.788	432.319	9.452.669
5.699.169	4.838.369	3.396.504	2.318.979	90.450.635	776.189.038
3.176.315	2.587.866	1.727.709	1.291.303	37.131.908	498.627.432
977.296	1.390.709	1.219.723	595.298	32.199.320	184.456.270
1.545.558	859.794	449.072	432.378	21.119.407	93.105.336
1.373.338	1.163.470	1.072.423	956.984	27.592.136	50.569.318
931.394	749.443	660.954	555.345	12.320.248	27.815.713
91.274	70.027	70.088	69.219	942.702	4.007.003
350.670	344.000	341.381	332.420	14.329.186	18.746.602
7.174.098	**6.387.883**	**4.538.112**	**3.416.574**	**176.818.179**	**1.275.999.654**

Saldo al 31/12/13					
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$
21.226.096	1.050	118	845	56.319.709	333.052.329
21.226.096	1.050	118	845	3.093.213	209.932.616
-	-	-	-	-	43.079.880
-	-	-	-	53.226.496	80.039.833
9.672	10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
-	-	-	-	-	-
-	-	-	-	-	-
9.672	10.608	17.457	4.138	439.867	6.872.361
3.446.070	4.003.666	2.908.926	1.904.103	61.355.644	614.364.761
2.138.523	2.465.002	1.390.128	893.718	25.718.451	424.158.034
596.036	916.028	801.919	393.396	26.640.353	125.565.078
711.511	622.636	716.879	616.989	8.996.840	64.641.649
1.148.731	1.378.146	929.456	760.394	26.399.492	47.963.249
807.604	665.572	576.953	509.615	12.250.195	28.991.379
114.959	72.024	106.674	48.985	667.747	2.294.633
226.168	640.550	245.829	201.794	13.481.550	16.677.237
25.830.569	**5.393.470**	**3.855.957**	**2.669.480**	**144.514.712**	**1.002.252.700**

Anexo N°6.2

Estimaciones de Ventas y Compras de Energía y Potencia:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

	COLOMBIA		PERU				ARGENTINA			
	31.12.2014	31.12.2013	31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013	
País BALANCE	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas corriente	341.882	954.995	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	87.752.705	84.404.133	33.292.452	4.920.460	26.629.808	5.339.016	35.563.152	2.247.911	48.755.112	3.817.585
Total Activo estimado	88.094.587	85.359.128	33.292.452	4.920.460	26.629.808	5.339.016	35.563.152	2.247.911	48.755.112	3.817.585
Cuentas por pagar a entidades relacionadas corrientes	52.558	30.540	-	-	-	-	-	-	-	-
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes	34.554.825	26.984.192	17.797.573	5.876.893	12.632.714	4.456.427	14.539.649	6.529	16.840.117	110.013
Total Pasivo estimado	34.607.384	27.014.731	17.797.573	5.876.893	12.632.714	4.456.427	14.539.649	6.529	16.840.117	110.013
Ventas de Energía	98.576.666	83.210.699	32.952.994	4.870.288	26.785.207	5.209.834	35.026.530	2.405.065	54.694.446	4.283.230
Compra de Energía	35.521.113	26.846.102	17.619.843	5.817.077	12.433.292	4.242.434	14.273.820	7.326	18.894.180	123.432

Anexo N°7

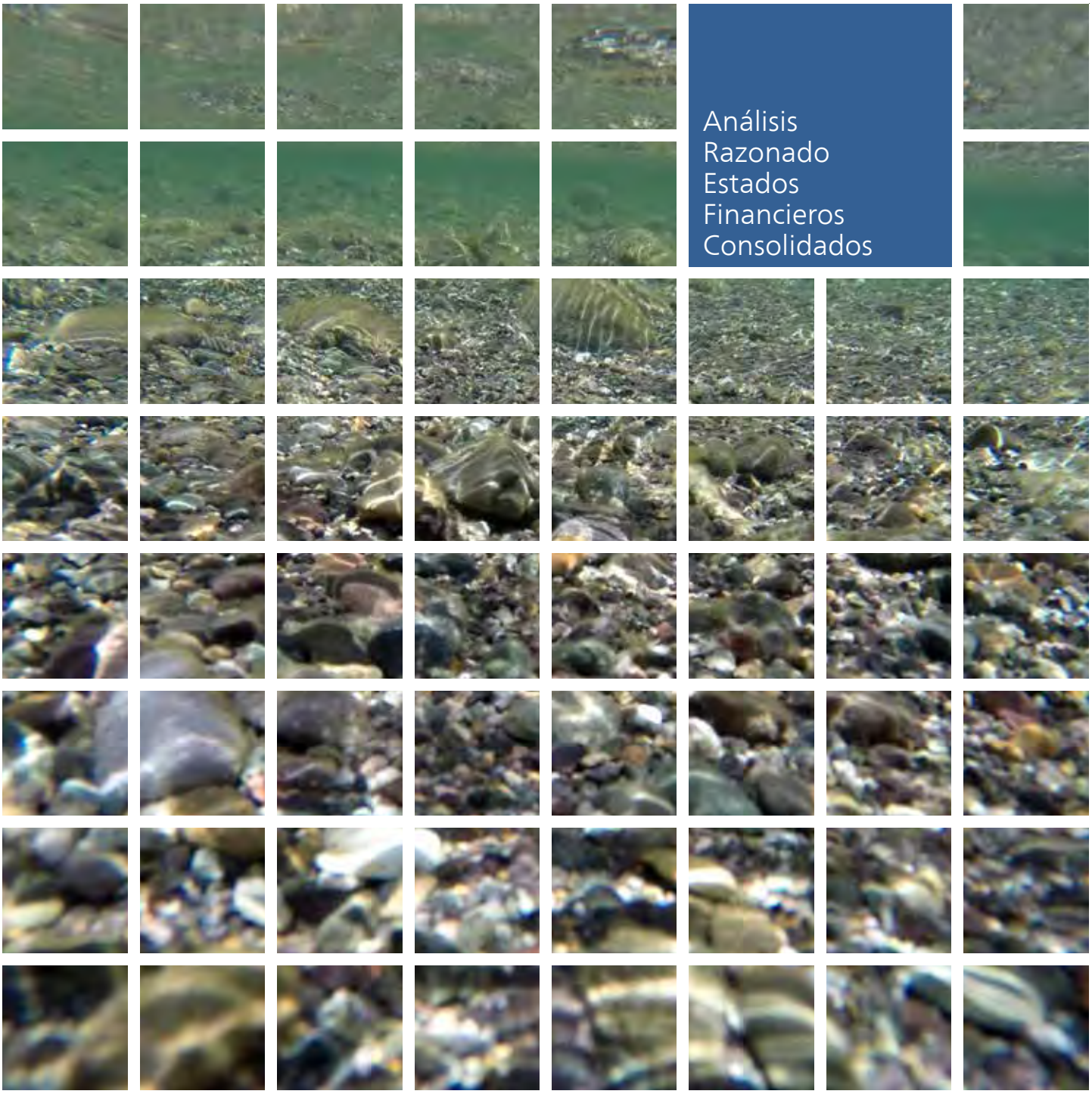
Detalle Vencimiento Proveedores:

Este anexo forma parte integral de los estados financieros de Enersis.

	Saldo al 31/12/14				Saldo al 31/12/13			
Proveedores con pagos al día	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	17.186.972	157.069.570	635.121.059	809.377.601	-	486.237.522	-	486.237.522
Entre 31 y 60 días	-	10.354.996	2.848.853	13.203.849	-	17.113.218	-	17.113.218
Entre 61 y 90 días	-	-	376.364	376.364	-	147.869	-	147.869
Entre 91 y 120 días	-	-	376.364	376.364	-	-	-	-
Entre 121 y 365 días	-	-	3.010.909	3.010.909	-	-	-	-
Más de 365 días	-	-	2.516.362	2.516.362	-	-	-	-
Total	**17.186.972**	**167.424.566**	**644.249.911**	**828.861.449**	**-**	**503.498.609**	**-**	**503.498.609**

	Saldo al 31/12/14				Saldo al 31/12/13			
Proveedores con plazos vencidos	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$	Bienes M$	Servicios M$	Otros M$	Total M$
Hasta 30 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 31 y 60 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 61 y 90 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 91 y 120 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Entre 121 y 180 días	-	-	-	-	-	-	-	-
Más de 180 días	-	1.137.018	-	1.137.018	-	-	-	-
Total	**-**	**1.137.018**	**-**	**1.137.018**	**-**	**-**	**-**	**-**

	BRASIL		CHILE				TOTAL			
	31.12.2014	31.12.13	31.12.2014		31.12.2013		31.12.2014		31.12.2013	
	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia	Energía y Peajes	Potencia
	-	-	287.822	33.766	-	-	629.704	33.766	954.995	-
	90.300.184	77.516.936	250.102.288	10.403.137	136.281.723	7.535.000	497.010.780	17.571.508	373.587.711	16.691.601
	90.300.184	77.516.936	250.390.110	10.436.903	136.281.723	7.535.000	497.640.484	17.605.274	374.542.706	16.691.601
	-	-	1.618.986	-	-	-	1.671.544	-	30.540	-
	94.328.804	62.564.114	92.863.118	9.251.403	102.236.168	7.243.576	254.083.969	15.134.825	221.257.304	11.810.017
	94.328.804	62.564.114	94.482.104	9.251.403	102.236.168	7.243.576	255.755.513	15.134.825	221.287.844	11.810.017
	95.662.603	79.956.964	241.947.482	10.436.903	136.281.723	7.535.000	504.166.276	17.712.256	380.929.039	17.028.064
	99.930.460	64.533.467	84.266.057	9.251.403	102.236.168	7.243.576	251.611.293	15.075.805	224.943.209	11.609.443



Análisis Razonado Estados Financieros Consolidados

Análisis Razonado de los Estados Financieros Consolidados

al 31 de diciembre de 2014

Resumen

El EBITDA de Enersis durante 2014 alcanzó los Ch$2.300.020 millones, un 2,2% mayor que en el año 2013, explicado por un mejor desempeño en el negocio de generación, donde el Ebitda mostró un alza de 10,6% respecto al año anterior debido principalmente a los buenos resultados en Colombia y Perú durante el año y a una importante recuperación de Chile y Brasil en el último trimestre.

Este positivo desempeño fue en parte compensado por una reducción de 6,1% en el EBITDA del negocio de Distribución, afectado principalmente por un menor reconocimiento de costos no traspasados a tarifa en Argentina (MMC-PUREE) respecto al año anterior.

A pesar del buen desempeño operacional, el beneficio neto atribuible a los accionistas de Enersis disminuyó un 7,3% hasta los Ch$610.158 millones. Esta disminución se debe al impacto sufrido en Endesa Chile por las provisiones realizadas en las inversiones de Hidroaysén y Punta Alcalde, las cuales tuvieron un impacto de Ch$ 41.425 millones y Ch$ 5.509 millones en Enersis respectivamente.

En 2014 la base de clientes del negocio de distribución creció en más de 386 mil, superando los 14,7 millones de clientes, mientras que la demanda de energía en las zonas de concesión del Grupo aumentó en un 3,1%.

Durante el año el Grupo Enersis ha continuado concretando inversiones a través de la materialización del acuerdo de compra directa por el 21,1% de Edegel al Grupo Inkia, la concreción de una OPA voluntaria sobre el free-float de Coelce, incrementando su participación a un 74% y la adquisición del 50% de GasAtacama a través de nuestra filial Endesa Chile, alcanzando el 100% de propiedad de dicha compañía.

Continuamos también avanzando en el desarrollo de nueva capacidad hidroeléctrica a través de la construcción de Salaco (145 MW, concluido en diciembre 2014), El Quimbo (400 MW), y la aprobación de la inversión para el proyecto de Los Cóndores (150 MW).

Resumen Económico-Financiero

En el negocio de generación, la producción de energía neta acumulada alcanzó los 60.299 GWh, levemente superior a los 60.089 de 2013.

El EBITDA de la Compañía aumentó en Ch$48.531 millones, lo que equivale a un incremento del 2,2%, como resultado principalmente del mejor resultado en el negocio de generación, explicado por mayores precios de venta en Colombia, mayores ventas en Perú y mejor hidrología en Chile unido a una mejora regulatoria en Brasil. Lo anterior, fue parcialmente compensado por una reducción de 6,1% en el Ebitda de Distribución comparado con el año 2013.

Con motivo de lo anterior, el resultado de explotación (EBIT) de la Compañía se incrementó en 1,6%, alcanzando los Ch$1.769.325 millones.

El resultado financiero neto registra un aumento de la pérdida en Ch$ 95.133 millones. Este comportamiento se ha debido principalmente a efectos extraordinarios en el negocio de distribución en Brasil, y a menos ingresos financieros en Argentina relacionados con un menor reconocimiento de costos MMC respecto al periodo anterior.

Se realizaron provisiones en los proyectos Hidroaysén y Punta Alcalde, lo cual significó un impacto de Ch$ 41.425 millones y Ch$ 5.509 millones respectivamente.

Producto de las variaciones antes mencionadas, el resultado antes de impuestos fue de Ch$ 1.526.079 millones, equivalente a una disminución de 5,7%.

Como resultado de todo lo anterior, el beneficio neto atribuible a los accionistas de Enersis en 2014 se redujo un 7,3% comparado con 2013, llegando a Ch$ 610.158 millones.

Resumen Financiero

La liquidez disponible, ha continuado en una sólida posición, como se observa a continuación:

- Caja y caja equivalente US$ 2.810 millones
- Caja y caja equiv. + colocaciones a más de 90 días US$ 2.960 millones
- Líneas de crédito comprometidas disponibles US$ 808 millones
- Líneas de crédito no comprometidas disponibles US$ 788 millones

La tasa de interés nominal promedio en diciembre 2014 aumentó hasta el 8,3% desde el 8,1% del mismo período del año anterior, influenciado principalmente por las condiciones de tasas sobre la deuda tomada en pesos colombianos y reales brasileños, así como también por una mayor inflación en Chile. Todo lo anterior fue parcialmente contrarrestado con mejores condiciones de las tasas en dólares y en UF.

Cobertura y Protección:

Con el objeto de mitigar los riesgos financieros asociados a la variación de tipo de cambio y tasa de interés, Enersis ha establecido políticas y procedimientos para proteger sus estados financieros ante la volatilidad de estas variables.

- La política de cobertura de riesgo de tipo de cambio de Enersis, establece que debe existir un equilibrio entre la moneda de indexación de los flujos que genera cada compañía y la moneda en que se endeudan. Por lo anterior, tenemos contratado cross currency swaps por un valor de US$ 814 millones y forwards por US$ 415 millones.
- A fin de reducir la volatilidad en los estados financieros debido a cambios en la tasa de interés, mantenemos un adecuado balance en la estructura de deuda. Para lo anterior, tenemos contratados swaps de Tasa de Interés, por US$ 165 millones.

Mercados en que Participa la Empresa

Las actividades empresariales de Enersis se desarrollan a través de sociedades filiales que operan los distintos negocios en los cinco países en que la Compañía tiene presencia. Los negocios más relevantes para Enersis son la generación y la distribución eléctrica.

Los resultados y cifras de negocio de las sociedades Central Dock Sud y Empresa Eléctrica Piura, cuyas participaciones fueron aportadas a Enersis en el aumento de Capital finalizado en marzo de 2013, se comenzaron a reconocer en Enersis a partir de abril de 2013.

A finales de abril de 2014, nuestra filial Endesa Chile adquirió el 50% adicional de los derechos sociales de la sociedad Inversiones Gas Atacama Holding Limitada, obteniendo el control y el 100% de la propiedad.

Los siguientes cuadros muestran algunos indicadores claves al 31 de diciembre de 2014 y 2013, de las sociedades en los distintos países en que operan.

Negocio de Generación

		Ventas de Energía (GWh)		Participación de mercado	
Empresa	Mercados en que participa	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Endesa Chile (1)	SIC & SING Chile	21.157	20.406	32,6%	32,3%
Endesa Costanera	SIN Argentina	7.051	8.962	5,6%	7,2%
El Chocón	SIN Argentina	3.391	3.392	2,7%	2,7%
Dock Sud	SIN Argentina	4.834	4.195	3,8%	3,4%
Edegel consolidado	SICN Peru	9.320	8.903	24,9%	25,0%
E.E. Piura	SICN Peru	596	594	1,6%	1,7%
Emgesa	SIN Colombia	15.773	16.090	19,4%	18,4%
Cachoeira Dourada	SICN Brasil	3.903	3.564	0,8%	0,8%
Endesa Fortaleza	SICN Brasil	3.205	3.262	0,7%	0,7%
Total		**69.230**	**69.369**		

(1) incluye Endesa Chile y sus filiales Generadoras en Chile .

Negocio de Distribución

	Ventas de Energía (GWh) (*)		Pérdidas de energía (%)		Clientes (miles)		Clientes / Empleados	
Empresa	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Chilectra (**)	15.702	15.152	5,3%	5,3%	1.737	1.694	2.518	2.274
Edesur	18.025	18.137	10,7%	10,8%	2.464	2.444	645	736
Edelnor	7.359	7.045	8,0%	8,0%	1.294	1.255	2.090	2.037
Ampla	11.701	11.049	20,1%	19,8%	2.875	2.801	2.466	2.466
Coelce	11.177	10.718	12,7%	12,5%	3.625	3.500	2.989	2.836
Codensa	13.667	13.342	7,2%	7,0%	2.772	2.687	2.658	2.594
Total	**77.631**	**75.443**	**10,7%**	**10,6%**	**14.768**	**14.381**	**1.726**	**1.778**

(*) Se incluye las ventas a clientes finales y peajes.
(**) Datos consolidados.

El siguiente cuadro muestra los ingresos por ventas de energía por línea de negocio y categoría de clientes al 31 de diciembre de 2014 y 2013, de las sociedades en los distintos países en que se opera:

INGRESOS POR VENTAS DE ENERGÍA

Generación (millones de Ch$)

PAIS	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total	
Ingresos por ventas de energía	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Generación	**893.795**	**674.843**	**75.339**	**115.978**	**226.222**	**164.788**	**637.375**	**478.749**	**253.508**	**181.626**	**2.086.239**	**1.615.984**
Clientes Regulados	498.257	481.386	-	-	13.812	-	-	-	123.725	84.591	635.794	565.977
Clientes no Regulados	274.938	156.628	9.785	26.629	131.767	119.547	425.913	340.586	108.558	88.557	950.961	731.947
Ventas de Mercado Spot	98.643	27.575	38.289	64.761	80.643	45.241	211.285	138.163	8.691	1.433	437.551	277.173
Otros Clientes	21.957	9.254	27.265	24.588	-	-	177	-	12.534	7.045	61.933	40.887
Ingresos por Ventas de Energía	**893.795**	**674.843**	**75.339**	**115.978**	**226.222**	**164.788**	**637.375**	**478.749**	**253.508**	**181.626**	**2.086.239**	**1.615.984**
Variación en millones de pesos Ch$ y %.	**218.952**	**32,4%**	**(40.639)**	**35,0%**	**61.434**	**37,3%**	**158.626**	**33,1%**	**71.882**	**39,6%**	**470.255**	**29,1%**

I.- Análisis de los Estados Financieros

1. Análisis del Estado de Resultados

El resultado atribuible a los accionistas controladores de Enersis al 31 de diciembre de 2014, alcanzó Ch$610.158 millones, lo que representa una caída del 7,3% respecto del año anterior, que registró una utilidad de Ch$658.514 millones.

Un comparativo de cada ítem del estado de resultados se presenta a continuación:

ESTADO DE RESULTADO CONSOLIDADO (millones de Ch$)	dic-14	dic-13	Variación	% Variación
Ingresos	**7.253.876**	**6.264.446**	**989.430**	**15,8%**
Ingresos ordinarios	6.819.761	5.696.777	1.122.984	19,7%
Otros ingresos de explotación	434.115	567.669	(133.554)	(23,5%)
Aprovisionamientos y Servicios	**(3.941.071)**	**(3.089.141)**	**(851.930)**	**(27,6%)**
Compras de energía	(2.612.423)	(1.820.614)	(791.809)	(43,5%)
Consumo de combustible	(511.015)	(386.116)	(124.899)	(32,4%)
Gastos de transporte	(417.134)	(399.680)	(17.454)	(4,4%)
Otros aprovisionamientos y servicios	(400.499)	(482.731)	82.232	17,0%
Margen de Contribución	**3.312.805**	**3.175.305**	**137.500**	**4,3%**
Gastos de personal	(438.734)	(403.717)	(35.017)	(8,7%)
Otros gastos por naturaleza	(574.051)	(520.099)	(53.952)	(10,4%)
Resultado Bruto de Explotación (EBITDA)	**2.300.020**	**2.251.489**	**48.531**	**2,2%**
Depreciación y amortización	(479.180)	(435.473)	(43.707)	(10,0%)
Pérdidas por deterioro (reversiones)	(51.515)	(74.878)	23.363	31,2%
Resultado de Explotación	**1.769.325**	**1.741.138**	**28.187**	**1,6%**
Resultado Financiero	**(263.162)**	**(168.029)**	**(95.133)**	**(56,6%)**
Ingresos financieros	265.884	260.127	5.757	2,2%
Gastos financieros	(491.858)	(388.368)	(103.490)	(26,7%)
Resutados por unidades de reajuste	1.634	(9.415)	11.049	117,4%
Diferencia de cambio	(38.822)	(30.373)	(8.449)	(27,8%)
Otros Resultados distintos de la Operación	**19.916**	**44.459**	**(24.543)**	**(55,2%)**
Resultado en venta de activo y otras inversiones	71.769	19.170	52.599	274,4%
Resultados de sociedades contabilizadas por método de participación	(51.853)	25.289	(77.142)	(305,0%)
Resultado Antes de Impuestos	**1.526.079**	**1.617.568**	**(91.489)**	**(5,7%)**
Impuesto sobre sociedades	(496.609)	(504.167)	7.558	1,5%
Resultado del Período	**1.029.470**	**1.113.401**	**(83.931)**	**(7,5%)**
Resultado atribuible a los propietarios de la controladora	**610.158**	**658.514**	**(48.356)**	**(7,3%)**
Resultado atribuible a participaciones no controladoras	419.312	454.887	(35.575)	(7,8%)
Utilidad por acción $ (*)	**12,43**	**14,56**	**(2,1)**	**(14,6%)**

(*) Al 31 de Diciembre de 2014 el número promedio de acciones ordinarias en circulación son 49.092.772.762 (45.218.860.045 en 2013).

Resultado de Explotación:

El resultado de explotación obtenido al 31 de diciembre de 2014 presenta un aumento de Ch$28.187 millones, equivalente a un incremento de 1,6%, al pasar de Ch$1.741.138 millones en el año 2013 a Ch$1.769.325 millones el año 2014.

Los ingresos y costos de explotación, desglosados por cada línea de negocios para los períodos finalizados el 31 de diciembre de 2014 y 2013, se presentan a continuación:

LINEAS DE NEGOCIOS (millones de Ch$)	Generación y Transmisión		Distribución		Estructura y ajustes		Total	
	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Ingresos de explotación	2.983.409	2.441.120	4.930.001	4.404.480	(659.534)	(581.154)	7.253.876	6.264.446
Costos de Explotación	(1.937.393)	(1.496.625)	(4.174.186)	(3.584.992)	627.028	558.309	(5.484.551)	(4.523.308)
Resultado de Explotación	1.046.016	944.495	755.815	819.488	(32.506)	(22.845)	1.769.325	1.741.138
Variación en millones de pesos Ch$ y %.	101.521	10,7%	(63.673)	(7,8%)	(9.661)	(42,3%)	28.187	1,6%

El resultado de explotación de la línea de negocio de generación y transmisión del Grupo presenta un incremento de Ch$101.521 millones equivalente a un 10,7%, alcanzando Ch$1.046.016 millones. Las ventas físicas disminuyen en un 0,2% llegando a 69.230 GWh (69.369 GWh a diciembre del año 2013).

El resultado de explotación para la línea de negocio de generación y transmisión abierto por país se presenta en el siguiente cuadro comparativo entre ambos períodos:

Generación y Transmisión (millones de Ch$)	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total	
	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Ingresos de explotación	1.225.716	962.879	167.630	173.768	437.033	349.612	753.385	639.460	401.695	315.886	2.983.409	2.441.120
Costos de Explotación	(975.589)	(697.621)	(128.922)	(138.639)	(288.199)	(189.007)	(303.895)	(275.531)	(242.838)	(196.312)	(1.937.393)	(1.496.625)
Resultado de Explotación	250.127	265.258	38.708	35.129	148.834	160.605	449.490	363.929	158.857	119.574	1.046.016	944.495
Variación en millones de pesos Ch$ y %.	(15.131)	(5,7%)	3.579	10,2%	(11.771)	(7,3%)	85.561	23,5%	39.283	32,9%	101.521	10,7%

Análisis por País

Chile

El resultado de explotación en Chile disminuyó en un 5,7%, desde Ch$265.258 millones a diciembre de 2013 a Ch$250.127 millones en el presente año, principalmente por mayores costos de explotación por Ch$277.968 millones, debido a mayores costos por compras de energía por Ch$164.024 millones por el incremento de compras físicas en el mercado spot, mayores gastos de consumo de combustibles por Ch$93.868 millones, mayores otros gastos por naturaleza por Ch$5.777 millones, mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch$21.163 millones que incluye Ch$12.581millones del Proyecto Punta Alcalde y mayores gastos de otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch$4.046 millones. Todo lo anterior fue parcialmente compensado con menores gastos de transporte por Ch$6.617 millones y por menores gastos de personal por Ch$4.293 millones.

Por su parte, los ingresos de explotación aumentaron en Ch$262.837 millones respecto del año anterior, tanto por aumento de las ventas físicas y como por mejores precios promedio de venta de energía y por los ingresos de explotación aportados por la filial Gas Atacama por Ch$113.074 millones.

Con fecha 22 de Abril de 2014 nuestra filial Endesa Chile adquirió el 50% de los derechos sociales de Inversiones Gas Atacama Holding Limitada alcanzando el 100% de la propiedad. La filial adquirida cuyos resultados operacionales se reconocen a partir de mayo de 2014, presenta un resultado de explotación positivo de Ch$36.764 millones al 31 de diciembre de 2014.

Argentina

El resultado de explotación en Argentina aumentó en Ch$3.579 millones durante el presente año, principalmente por mayores ingresos de la filial Central Dock Sud por Ch$12.001 millones respecto del año anterior compensado en parte con menores ingresos por el efecto de la conversión a peso chileno.

El resultado de explotación de Endesa Costanera alcanzó los Ch$13.702 millones, menor en Ch$7.442 millones respecto del año anterior como consecuencia de menores ingresos por ventas por Ch$29.411 millones producto de menores ventas físicas por 1.911 GWh, por mayores gastos de personal por Ch$4.766 millones y por mayores otros gastos por naturaleza de Ch$3.267 millones. Lo anterior se encuentra parcialmente compensado por mayores ingresos producto del efecto del contrato de disponibilidad por Ch$16.311 millones, menores compras de energía por Ch$7.110 millones, menores gastos por depreciación y deterioro por Ch$2.744 millones, menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch$1.450 millones y menores gastos de transporte por Ch$1.340 millones.

El resultado de explotación de El Chocón alcanzó los Ch$14.339 millones, levemente superior en Ch$103 millones respecto del año anterior. Los costos de explotación disminuyen en Ch$6.616 millones principalmente por menores compras de energía por Ch$3.783 millones y menores otros gastos por naturaleza por Ch$2.843 millones. Los ingresos de explotación disminuyen en Ch$6.513 millones principalmente debido a los efectos de la conversión del peso argentino a peso chileno. Las ventas físicas alcanzan los 3.391 GWh en el presente año levemente inferior a los 3.392 GWh del 2013.

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.

Brasil

El resultado de explotación de nuestras filiales en Brasil alcanzó los Ch$148.834 millones, inferior en Ch$11.771 millones respecto del año anterior, en donde el resultado de explotación alcanzó los Ch$160.605 millones.

El resultado de explotación de nuestra filial Cachoeira Dourada disminuyó en Ch$9.955 millones, debido a mayores costos de explotación por Ch$51.475 millones principalmente por mayores compras de energía debido a la sequía. Por otro lado los ingresos de explotación aumentaron en Ch$41.520 millones debido a mayores ventas de energía por 339 GWh. respecto del año anterior.

El resultado de explotación de Endesa Fortaleza (CGTF) alcanzó los Ch$36.994 millones, que es menor en Ch$12.045 millones respecto del año anterior, principalmente por mayores compras de energía por Ch$52.257 millones producto del aumento del precio de la energía debido a la escasez de lluvias, mayor consumo de combustible por Ch$7.144 millones, mayores gastos de transporte por CH$2.101 millones, mayores otros gastos por naturaleza por Ch$1.041 millones, mayores gastos de personal por CH$717 millones y otros mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch$696 millones compensado por menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch$9.989 millones. Por otro lado, los ingresos de explotación aumentaron en Ch$41.922 millones producto principalmente de mejores precios de venta, a pesar de las menores ventas físicas de 57 GWh.

Nuestra filial Cien presenta un aumento en su resultado de explotación de Ch$9.591 millones, principalmente por menores otros costos por aprovisionamientos variables y servicios por Ch$8.423 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 5,7% a diciembre de 2014 respecto de diciembre de 2013.

Colombia

El resultado de explotación de las operaciones en Colombia mostró un crecimiento de un 23,5%, registrando un total de Ch$449.490 millones en 2014. Los mayores ingresos de explotación por Ch$113.925 millones, han sido producto principalmente de mejores precios medios de ventas y al efecto de conversión a pesos chilenos que han compensado las menores ventas físicas del año por 317 GWh.

Los mayores costos de las materias primas y consumibles utilizados por Ch$15.884 millones son producto de mayores otros gastos por otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch$16.120 millones, mayores gastos de transporte por Ch$9.020 millones compensado por menores compras de energía por Ch$7.402 millones producto de menores ventas físicas y menor consumo de combustibles por Ch$1.854 millones debido, en parte, a la menor generación térmica. Por otro lado hay mayores gastos por depreciación y deterioro por Ch$7.039 millones, mayores otros gastos por naturaleza por Ch$4.298 millones y mayores gastos de personal por Ch$1.110 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 7,6% a diciembre de 2014 respecto de diciembre de 2013.

Perú

El resultado de explotación totalizó Ch$158.857 millones en 2014, reflejando un incremento de 32,9% respecto de igual período del año anterior, destacado principalmente por mayores ingresos de explotación y por el aporte de Empresa Eléctrica de Piura (mejor resultado de explotación por Ch$10.339 millones), filial ingresada al perímetro de Enersis producto del aumento de capital ocurrido en Marzo de 2013.

El resultado de explotación de Edegel alcanzó los Ch$141.158 millones, un 25,8% mayor respecto del mismo período del año anterior. Los ingresos de explotación se incrementaron en Ch$69.989 millones principalmente por mayores ventas de energía por 417 GWh y mejores precios obtenidos en el mercado spot respecto del año anterior y mayores ingresos por peajes.

Los costos de explotación aumentan en Ch$41.023 millones debido a mayores costos de las materias primas y consumibles utilizados por Ch$38.655 millones principalmente por mayor consumo de combustible por Ch$14.015 millones, por mayores compras de energía por Ch$13.385 millones para cubrir la mayor demanda y mayores gastos de transporte por Ch$12.149 millones. Además de mayores costos de otros gastos por naturaleza por Ch$2.965 millones, mayores gastos de personal por Ch$925 millones compensado con menores gastos por depreciación y deterioro por Ch$1.520 millones.

El efecto de convertir los estados financieros desde el nuevo 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.

La **línea de negocio de distribución del Grupo Enersis** presenta en el año una disminución en el resultado de explotación de Ch$63.673 millones, equivalente a un 7,8% de reducción respecto del año anterior, alcanzando los Ch$755.815 millones. Las ventas físicas aumentan en 2.188 GWh. equivalente a un 2,9% de variación respecto del año anterior alcanzando los 77.631 GWh. El número de clientes aumentó en 387 mil superando los 14,7 millones, un 2,7 % más que en el año anterior.

El resultado de explotación para la línea de negocio de distribución detallado por país, se presenta en el siguiente cuadro, comparando los resultados entre ambos períodos.

Distribución (millones de Ch$)	Chile		Argentina		Brasil		Colombia		Peru		Total	
	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Ingresos de explotación	1.127.892	975.024	371.412	528.653	1.969.226	1.634.112	982.771	852.780	478.700	413.911	4.930.001	4.404.480
Costos de Explotación	(975.035)	(836.143)	(422.641)	(406.655)	(1.668.000)	(1.400.496)	(720.796)	(611.892)	(387.714)	(329.806)	(4.174.186)	(3.584.992)
Resultado de Explotación	152.857	138.881	(51.229)	121.998	301.226	233.616	261.975	240.888	90.986	84.105	755.815	819.488
Variación en millones de pesos Ch$ y %.	13.976	10,1%	(173.227)	(142,0%)	67.610	28,9%	21.087	8,8%	6.881	8,2%	(63.673)	(7,8%)

Chile

En Chile, nuestra filial Chilectra ha obtenido un resultado de explotación de Ch$152.857 millones, aumentando en Ch$13.976 millones respecto del año anterior, o el equivalente a un 10,1%. La variación es explicada principalmente por mayores ingresos de explotación de Ch$152.868 millones, (+15,7%), como consecuencia de mejores ventas de energía por Ch$155.083 millones por efecto de bajas temperaturas y mayores lluvias, mayores ingresos por arriendos y mantenimiento de alumbrado público e instalación de redes por Ch$1.885 millones, compensado con menores otros ingresos de explotación por Ch$3.531 millones.

En los mayores costos de explotación por Ch$138.892 millones, destaca principalmente el aumento de los costos por compras de energía para cubrir las mayores ventas físicas del período.

Las pérdidas de energía se mantienen en el 5.3% respecto del año anterior. Las ventas físicas de energía crecen un 3,6%, alcanzando los 15.702 GWh en el presente año y el número de clientes aumentó en 43 mil, superando los 1,73 millones.

Argentina

En Argentina, nuestra filial Edesur presenta una mayor pérdida en el resultado de explotación de Ch$173.227 millones, al pasar de una utilidad de Ch$121.998 millones obtenida en el año 2013, a una pérdida de Ch$51.229 millones en el presente año.

Los ingresos de explotación disminuyen en Ch$157.241 millones dado que en el presente ejercicio se registraron ingresos solo por Ch$144.347 millones producto de la aplicación de la Resolución 250/13 que reconoce los costos no traspasados

a tarifa por los meses de Octubre 2013 a Diciembre de 2014, sin embargo para el año anterior se reconocieron valores por Ch$250.533 millones que correspondieron desde el año 2007 hasta Septiembre 2013. Adicionalmente se han producido menores ingresos por ventas por Ch$47.907 millones originados principalmente por el efecto de conversión a peso chileno y por el reconocimiento de multas de calidad de servicio por Ch$11.974 millones.

Los costos de explotación han aumentado en Ch$15.986 millones principalmente por mayores gastos de personal producto de incremento salarial en el año.

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.

Brasil

En Brasil, el resultado de explotación de nuestras filiales de distribución alcanzó los Ch$301.226 millones, un 28,9% mayor respecto al obtenido en el año 2013.

El resultado de explotación de Ampla alcanzó los Ch$183.846 millones, que comparado con el año anterior presenta un aumento de Ch$11.647 millones. Esto se explica por mayores ingresos de explotación por Ch$147.151 millones, debido principalmente a los mayores ingresos registrados como consecuencia de la firma del addendum en los contratos de concesión en donde se reconoce como indemnizables los activos/pasivos regulatorios pendientes de recuperar y/o compensar en períodos tarifarios posteriores por Ch$85.008 millones y al incremento de las ventas físicas de energía que crecen un 5,9% alcanzando los 11.701 GWh en el presente año. Por su parte los costos de explotación aumentan en Ch$135.504 millones debido a mayores compras de energía por Ch$189.044 millones afectado por los mayores precios ocasionado por la sequía, mayores otros gastos por naturaleza por Ch$10.132 millones, mayores costos de transportes por Ch$4.180 millones, mayores gastos de personal por Ch$2.874 millones compensado con menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch$60.385 millones y por menores gastos por depreciación y deterioro por Ch$10.341 millones. Las pérdidas de energía aumentan en 0,3 p.p. pasando de un 19,8% a un 20,1%. El número de clientes en Ampla aumentó en 74 mil, superando los 2,87 millones de clientes.

En nuestra filial Coelce, el resultado de explotación aumentó en 91,1% o Ch$55.963 millones, alcanzando los Ch$117.380 millones. Los mayores ingresos de explotación por Ch$187.963 millones corresponden principalmente al reconocimiento de mayores ingresos registrados como consecuencia de la firma del addendum en los contratos de concesión anteriormente indicada por Ch$74.310 millones y a las mayores ventas físicas que crecen un 4,3% alcanzando los 11.177 GWh en el presente año. Los mayores costos de explotación por Ch$132.000 millones se deben principalmente a mayores compras de energía por Ch$154.237 millones afectado por los mayores precios ocasionados por la sequía, mayores gastos de transporte por Ch$10.779 millones, mayores otros gastos por naturaleza por Ch$8.731 millones, mayores gastos de personal por Ch$2.093 millones, compensado con menores otros aprovisionamientos variables y servicios por Ch$44.325 millones.

Las pérdidas de energía aumentan en 0,2 p.p. llegando a 12,7% y el número de clientes en Coelce aumentó en 125 mil, superando los 3,6 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el real brasileño al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 5,7% a diciembre de 2014 respecto de diciembre de 2013.

Colombia

En Colombia, el resultado de explotación de Codensa alcanzó los Ch$261.975 millones, reflejando un aumento de Ch$21.087 millones respecto del año anterior. Esto se explica por mayores ingresos de explotación de Ch$129.991 millones principalmente por mayores ventas físicas del período y al efecto de conversión a pesos chilenos. Los costos de explotación aumentan en Ch$108.904 millones principalmente por mayores compras de energía por Ch$66.746 millones debido tanto a mayores compras físicas como a un mayor precio medio de compra, mayores gastos de depreciación y deterioro por Ch$12.339 millones, mayores otros gastos por naturaleza por Ch$11.776 millones, mayores gastos de transporte por Ch$9.172 millones, mayores otros aprovisionamiento variables y otros servicios por Ch$7.200 millones y mayores gastos de personal por Ch$1.671 millones.

Las ventas físicas suben un 2,4%, llegando a 13.667 GWh en el presente año. Las pérdidas de energía subieron un 0,2 p.p. hasta un 7,2% y el número de clientes aumentó en 85 mil, superando los 2,77 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el peso colombiano al peso chileno en ambos ejercicios, produce un aumento en pesos chilenos de un 7,6% a diciembre de 2014 respecto de diciembre de 2013.

Perú

En Perú, nuestra filial Edelnor presenta un resultado de explotación de Ch$90.986 millones, superior en Ch$6.881 millones al obtenido en el año anterior, principalmente explicado por el incremento de los ingresos de explotación por Ch$64.788 millones debido a mayores ventas físicas del año. Lo anterior fue parcialmente compensado por los mayores costos de compra de energía por Ch$50.790 millones, mayores otros gastos por naturaleza por Ch$4.884 millones, mayores gastos de depreciación y deterioro por Ch$3.436 millones, mayores gastos de personal por Ch$928 millones y por menores gastos de otros aprovisionamiento variables y otros servicios por Ch$2.125 millones.

Las ventas físicas aumentan en 314 GWh, alcanzando los 7.359 GWh a diciembre de 2014. Las pérdidas de energía se mantuvieron en un 8%. El número de clientes aumentó en 38,5 mil, superando los 1,29 millones de clientes.

El efecto de convertir los estados financieros desde el nuevo 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.

Se muestra a continuación un resumen, de los ingresos, costos de explotación y resultados de explotación de las filiales del Grupo Enersis, para los períodos terminados a diciembre de 2014 y 2013:

DETALLE RESULTADO DE EXPLOTACIÓN (millones de Ch$)	dic-14			dic-13		
Empresas	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de Explotación	Ingresos de Explotación	Costos de Explotación	Resultado de Explotación
Endesa Chile consolidado	2.446.534	(1.571.213)	875.321	2.027.432	(1.244.593)	782.839
Cachoeira Dourada	158.965	(87.112)	71.853	117.445	(35.637)	81.808
CGTF	210.793	(173.799)	36.994	168.871	(119.832)	49.039
Cien	70.800	(28.679)	42.121	67.689	(35.159)	32.530
Chilectra S.A.	1.127.893	(975.035)	152.858	975.024	(836.143)	138.881
Edesur S.A.	371.412	(422.641)	(51.229)	528.653	(406.655)	121.998
Edelnor S.A.	478.695	(387.722)	90.973	413.907	(329.810)	84.097
Ampla	1.092.282	(908.436)	183.846	945.131	(772.932)	172.199
Coelce	876.944	(759.564)	117.380	688.981	(627.564)	61.417
Codensa S.A.	982.771	(720.796)	261.975	852.780	(611.892)	240.888
Inmob. Manso de Velasco Ltda.	12.596	(7.236)	5.360	15.442	(7.368)	8.074
ICT	4.978	(6.520)	(1.542)	5.445	(6.668)	(1.223)
Cemsa	1.281	(2.115)	(834)	1.591	(2.032)	(441)
Dock Sud	61.606	(52.141)	9.465	41.186	(43.722)	(2.536)
EE Piura	50.849	(33.261)	17.588	33.752	(26.503)	7.249
Holding Enersis y soc. inversión	46.724	(76.521)	(29.797)	40.913	(65.461)	(24.548)
						-
Ajustes de Consolidación	(741.247)	728.240	(13.007)	(659.796)	648.663	(11.133)
Total	**7.253.876**	**(5.484.551)**	**1.769.325**	**6.264.446**	**(4.523.308)**	**1.741.138**

Resultado Financiero

El resultado financiero ascendió a Ch$263.162 millones, lo que representa un mayor gasto de Ch$95.133 millones respecto del año 2013. Lo anterior está principalmente explicado por:

Mayores ingresos financieros por Ch$5.757 millones debido principalmente a mayores ingresos por Ch$84.535 millones por restructuración de la deuda de Mitsubishi en nuestra filial argentina Endesa Costanera S.A., compensado con menores ingresos por Ch$54.592 millones como consecuencia de la menor actualización de los activos no amortizados al término de la concesión en Ampla y Coelce a Valor Nuevo de Reposición contabilizados en 2013, menores ingresos producto de colocación de depósitos y otros instrumentos financieros por Ch$11.631 millones, menores ingresos por Ch$4.026 millones en Edesur producto de menor compensación del Mecanismo Monitoreo de Costos (MMC) Resolución 250/13 respecto de 2013 y menores ingresos financieros por Ch$8.529 millones principalmente por convenios y financiamiento a clientes.

Mayores gastos financieros por Ch$103.490 millones principalmente por mayores gastos financieros en filiales brasileñas por Ch$68.729 millones como consecuencia de la actualización de los activos no amortizados al término de la concesión en Ampla y Coelce a Valor Nuevo de Reposición, mayores gastos financieros de préstamos y bonos por Ch$26.972 millones, y mayores gastos financieros por actualización provisiones financieras por Ch$8.847 millones.

Menores gastos por unidades de reajuste por Ch$11.049 millones principalmente por la actualización de impuestos a recuperar y por la variación positiva de la posición activa de derivados financieros sobre la UF.

Mayores gastos por diferencias de cambio por Ch$8.449 millones, producto del aumento de la paridad de la moneda local respecto del dólar principalmente en Chile y Argentina, que afectan la valorización de las deudas financieras e instrumentos de derivados.

Resultado en Ventas de Activos y otras Inversiones

El resultado en venta de activos y otras inversiones presenta una variación positiva de Ch$52.599 millones principalmente debido al reconocimiento de la ganancia por la remedición de la participación pre-existente inicial del 50% de Gas Atacama y la realización de las diferencias de cambio por Ch$ 42.553 millones y la utilidad por la venta de la participación de Los Maitenes y Aguas Santiago Poniente (Proyecto Enea) por Ch$21.078 millones, compensado con menores ventas de propiedades de inversión y líneas de transmisión por Ch$11.032 millones.

Resultado de Sociedades Contabilizadas por Método de Participación

El resultados de sociedades asociadas presenta una pérdida de Ch$ 77.142 millones, principalmente por deterioro del Proyecto Hidroaysen por Ch$69.066 millones, como consecuencia de la incertidumbre sobre la recuperabilidad de la inversión realizada hasta ahora en Hidroaysen y por Ch$13.948 millones de Inversiones Gas Atacama Holding que en 2014 pasa a consolidarse por integración global.

Impuesto sobre Sociedades

El Impuesto a las Ganancias Sobre Sociedades presenta un menor gasto de Ch$7.558 millones que se explica por menores gastos en Enersis S.A. por Ch$28.400 millones principalmente por menor base imponible por deducción de mayor corrección monetaria patrimonio tributario y mayores dividendos por recibir respecto de año anterior, en Edesur por Ch$14.477 millones por menor base imponible tributaria respecto año anterior debido a menores ingreso por la aplicabilidad del Mecanismo Monitoreo de Costos (MMC) Resolución 250/13, en Brasil por Ch$11.352 millones por su menor base imponible tributaria principalmente en Ampla y Coelce debido a peores resultados respecto año anterior compensado con mayores gastos por impuestos en Emgesa por Ch$19.654 millones por mayor utilidad del período, en Gas Atacama por Ch$10.228 millones ingresada al perímetro de consolidación del grupo en el presente año, en Pehuenche por Ch$ 9.479 millones por mayor base por mejor utilidad del período y en Codensa por Ch$6.938 millones por mayor utilidad del período.

Análisis del Estado de Situación Financiera

Los activos totales de la Compañía presentan a diciembre de 2014 un aumento de Ch$743.658 millones respecto de diciembre de 2013, como consecuencia principalmente de:

Activos (millones de Ch$)	dic-14	dic-13	Variación	% Variación
Activos Corrientes	3.931.499	3.896.215	35.284	0,9%
Activos No Corrientes	11.989.823	11.281.449	708.374	6,3%
Total Activos	15.921.322	15.177.664	743.658	4,9%

Los Activos Corrientes presentan un Incremento de Ch$ 35.284 millones equivalente a un 0,9%, que se explica por:

- Aumento del efectivo y efectivo equivalente por Ch$98.358 millones debido principalmente al incremento en Enersis por Ch$104.113 millones por mayores intereses obtenidos por inversiones financieras compensado con pago de bono, en Edelnor por Ch$18.949 millones por mayor recaudación por ventas compensado con pago de proveedores y deuda, en Codensa por Ch$16.705 millones por aumento recaudación de ventas compensado con pagos de deudas financieras y comerciales, en E.E. Piura por Ch$16.576 millones por mayor recaudación por ventas y en Inversiones Gas Atacama Holding por Ch$13.509 millones por su entrada al perímetro de consolidación desde el 30 de abril de 2014. Lo anterior está parcialmente compensado por la disminución de caja en grupo Enel Brasil por Ch$52.333 millones por mayores pagos de deudas financieras y comerciales compensados con aportes del fondo CDE y Endesa Chile por Ch$19.971 millones por pagos de deudas compensado por nueva emisión de bonos.
- Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes por Ch$ 551.950 millones principalmente por incremento en Edesur por Ch$158.970 millones por reconocimiento efectos Resolución N°250/13, en Chilectra por Ch$108.168 millones por incremento de cuentas a cobrar por energía, en Coelce por Ch$78.882 millones por mayor facturación a clientes, saldo pendiente fondo CDE y reconocimiento de activo regulatorio, en Ampla Energía por Ch$ 75.117 millones por mayor facturación a clientes, saldo pendiente fondo CDE y reconocimiento de activo regulatorio, en Endesa Chile por Ch$51.548 millones por incremento de cuentas por cobrar por energía y resarcimiento YPF, en Inversiones Gas Atacama Holding Limitada por Ch$51.925 millones sociedad incorporada al perímetro de consolidación a contar de Abril de 2014, en Costanera por Ch$7.209 millones por registro de anticipo con Cammesa, en Codensa por Ch$6.830 millones por incremento de cuentas por cobrar de energía, en Edegel por Ch$6.735 millones por cuentas a cobrar por ventas de energía, y en CG Fortaleza por Ch$5.538 millones por mayor venta de energía.
- Aumento de Inventarios Corrientes por Ch$55.738 millones producto de la incorporación de la filial Inversiones Gas Atacama Holding por Ch$11.546 millones, en Edesur por Ch$34.483 millones por mayores compras materiales y en Endesa Chile por Ch$8.142 millones por aumento de compras.
- Aumento de Activos no corrientes o grupos de activos para su disposición clasificados como mantenidos para la venta por Ch$7.979 millones corresponde a los activos de Túnel el Melón, los que se encuentran en proceso de venta al cierre del ejercicio al 31 de diciembre de 2014.
- Disminución de Otros activos financieros corrientes por Ch$681.574 millones producto de la disminución en Enersis por Ch$512.699 millones ocasionados principalmente por los desembolsos por compra de participación minoritaria de Coelce y Generandes Perú, en Enel Brasil por Ch$100.102 millones por rescate del inversiones financieras para pago de deudas, en Codensa por Ch$55.319 millones por pago deuda de bonos y en Ampla Energía por Ch$ 9.954 millones por rescate de inversiones financieras.

Aumento de los Activos No Corrientes en Ch$708.374 millones equivalente a un 6,3% principalmente por:

- Aumento de Otros activos financieros no corrientes por Ch$39.285 millones, principalmente por incremento distribuidoras brasileñas Ampla y Coelce por la actualización financiera de la IFRIC 12.
- Aumento de Cuentas Comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes por Ch$68.596 millones que corresponde principalmente a incremento en Coelce por Ch$35.060 millones por reconocimiento activo regulatorio, en Ampla Energía por Ch$18.394 millones por reconocimiento de activo regulatorio y en Endesa Costanera por Ch$13.552 millones por cobrar a CAMMESA.

- Disminución de Inversiones Contabilizadas Utilizando el Método de la Participación por Ch$174.447 millones principalmente explicado por la baja del 50% de la inversión inicial en Inversiones Gas Atacama Holding Limitada que, producto de la compra del 50% restante ocurrida en abril de 2014, ha pasado a consolidarse por integración global por Ch$123.628 millones, en Hidroaysen por Ch$65.751 millones principalmente por deterioro registrado ante la incertidumbre de la realización del proyecto por Ch$69.066 millones compensado con aumento de capital por Ch$3.315 millones. Por otra parte hubo aumento en GNL Quintero por Ch$10.401 millones principalmente por liquidación anticipada de derivado financiero.
- Aumento de Propiedades, plantas y equipos por Ch$800.417 millones que corresponde principalmente a las nuevas inversiones del año por Ch$1.053.082 millones, por ingreso al perímetro de consolidación de la filial Inversiones Gas Atacama Holding Limitada por Ch$199.661 millones y otros movimientos por Ch$25.081 millones parcialmente compensado por la depreciación y deterioro del período por Ch$380.722 millones y los efectos de conversión desde las distintas monedas funcionales de las sociedades por Ch$96.685 millones.
- Disminución de Propiedades de inversión por Ch$ 36.362 millones, explicado principalmente por la venta del proyecto Enea, efectuado en diciembre de 2014 por Ch$ 36.041 millones.

Los pasivos totales, incluyendo el patrimonio total de la Compañía, presentan un aumento de Ch$746.557 millones respecto a diciembre de 2013. Esto se debe principalmente al aumento de los pasivos no corrientes por Ch$761.738 millones, al aumento de los pasivos corrientes por Ch$163.302 millones parcialmente compensado por el decremento en el patrimonio por Ch$178.483 millones.

Pasivos (millones de Ch$)	dic-14	dic-13	Variación	% Variación
Pasivo Corriente	3.194.822	2.981.259	213.563	7,2%
Pasivo No Corriente	4.447.281	3.688.940	758.341	20,6%
Patrimonio Total	8.279.219	8.507.465	(228.246)	(2,7%)
Atribuible a los propietarios de la controladora	6.201.976	6.168.554	33.422	0,5%
Participaciones no controladoras	2.077.243	2.338.911	(261.668)	(11,2%)
Total patrimonio y Pasivos	**15.921.322**	**15.177.664**	**743.658**	**4,9%**

Los Pasivos Corrientes aumentan en Ch$213.563 millones, equivalente a un 7,2%, de Variación explicado principalmente por:

- Disminución de los Otros pasivos financieros corrientes por Ch$484.870 millones, principalmente debido a la disminución en Enersis por Ch$315.438 millones por el pago de deuda en dólares e instrumentos financieros, en Dock Sud Ch$ 41.771 millones por capitalización de deuda financiera, en Codensa por Ch$67.920 millones por pago de deudas y en Endesa Costanera por Ch$59.635 millones principalmente por la refinanciación deuda Mitsubishi.
- Aumento de las Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar corrientes por Ch$773.873 millones, por aumento en Edesur por Ch$312.158 millones principalmente por deuda con CAMMESA para la realización de inversiones al sistema de distribución, en Endesa Chile por Ch$177.574 millones fundamentalmente por dividendos decretados a terceros, en Grupo Enel Brasil por Ch$ 88.737 millones principalmente por mayores compra de energía, en Endesa Chile por cuenta por pagar producto del acuerdo con Tecnimont por Ch$75.844 millones, en Codensa por Ch$68.178 millones por dividendos decretados y compras de energía y en Edelnor por Ch$42.125 millones debido principalmente a la facturación anticipo del Proyecto Tren Eléctrico por movimiento de redes. La diferencia corresponde a efectos de conversión y a los efectos de tipo de cambio para la deuda en moneda extranjera.
- Disminución de las cuentas por pagar a entidades relacionadas por Ch$60.732 millones principalmente por capitalización préstamo por pagar a Endesa Latinoamérica en 2013 de nuestra filial Dock Sud por Ch$ 53.725 millones.

El Pasivo No Corriente presenta un Aumento de Ch$ 758.341 millones, equivalente a un 20,6% de Variación explicado principalmente por:

- Aumento de los otros pasivos financieros no corrientes (deuda financiera y derivados) por Ch$498.848 millones, principalmente por aumento neto por nueva emisión de bono y traspaso al corto plazo en Endesa Chile por Ch$203.211 millones, en Emgesa por Ch$86.690 millones por nueva emisión de bonos neto de traspaso al corto plazo , en Coelce por Ch$ 85.819 millones por nuevos préstamos neto por traspaso al corto plazo, en Codensa por Ch$52.897 millones por nueva emisión de bonos, en Edelnor por Ch$51.731 millones por nueva emisión de bonos y en Ampla por Ch$40.388 millones por nuevos préstamos.
- Aumento de Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar no corrientes por Ch$136.322 millones explicado principalmente por Edesur por deuda con CAMMESA.
- Aumento de Pasivos por impuestos diferidos en Ch$82.875 millones principalmente por mayores impuestos del año por Ch$50.686 millones correspondientes a mayor impuesto registrado en las sociedades chilenas y colombianas compensado con los efectos de las filiales peruanas por nuevas reformas tributarias, mayor impuesto por Ch$28.923 millones de adquisiciones mediante combinación de negocios (Inversiones Gas Atacama Holding Limitada), mayores efectos de conversión de moneda extranjera por Ch$18.204 millones todo lo anterior compensado con otros decrementos por Ch$11.922 millones.
- Aumento de Provisiones por beneficios a los empleados no corrientes en Ch$31.415 millones principalmente por efectos de la valoración actuarial del año.

El Patrimonio Total disminuye en Ch$228.246 millones respecto a Diciembre de 2013.

- La parte atribuible a los propietarios de la controladora aumenta en Ch$33.422 millones que se explica por el incremento del resultado del período por Ch$610.158 millones, compensado por dividendo definitivo 2013 y registro dividendo mínimo por Ch$314.750 millones, por el reconocimiento en resultados acumulados de los efectos de activos y pasivos diferidos, producto de la aplicación del Oficio N° 856 de la S.V.S sobre la reforma tributaria en Chile por Ch$38.285 millones y disminución de otras reservas por Ch$223.701 millones. En estas últimas destacan principalmente menores reservas producto de la compra de minoritarios por la OPA de Coelce Ch$76.281 millones, menores reservas producto de la compra de minoritarios de Generandes Perú (Inkia Holding) por Ch$137.645 millones, la cobertura de flujos de caja por Ch$58.497 millones y el cálculo actuarial de pensiones por Ch$19.023 millones compensado por mayores reservas por capitalización de Central Dock Sud por Ch$35.149 millones y diferencias de conversión del período por Ch$29.930 millones.
- Las participaciones no controladoras disminuyen en Ch$261.668 millones, que se explican principalmente por la distribución del dividendo correspondiente a los minoritarios por Ch$459.728 millones, por los efectos de la compra de minoritarios por la OPA de Coelce por Ch$58.130 millones, por la disminución minoritarios por efecto de la compra de Generandes Perú (Inkia Holding) por Ch$115.368 millones, por la venta de las sociedades Maitenes y Aguas Santiago Poniente, disminuyen minoritarios por Ch$29.824 millones, por disminución de Otros resultados integrales por Ch$68.553 millones y por reconocimiento en resultados acumulados de los efectos de activos y pasivos diferidos, producto de la aplicación del Oficio N°856 de la S.V.S. sobre la reforma tributaria en Chile por Ch$23.681 millones. Todo lo anterior compensado por el resultado del período por Ch$419.312 millones y efecto en reservas por aumento de capital de Central Dock Sud por Ch$75.484 millones.

La evolución de los principales indicadores financieros es el siguiente:

Indicador		Unidad	dic-14	dic-13	Variación	% Variación
Liquidez	Liquidez Corriente	Veces	1,23	1,31	(0,08)	(6,1%)
	Razón Acida (1)	Veces	1,18	1,27	(0,09)	(7,1%)
	Capital de Trabajo	MMCh$	736.677	914.956	(178.279)	(19,5%)
Endeudamiento	Razón de Endeudamiento	Veces	0,92	0,78	0,14	17,9%
	Deuda Corto Plazo	%	41,8%	44,7%	(2,9%)	(6,5%)
	Deuda Largo Plazo	%	58,2%	55,3%	2,9%	5,2%
	Cobertura Costos Financieros (2)	Veces	4,35	5,26	(0,91)	(17,4%)
Rentabilidad	Resultado explotación/Ingresos explotación	%	24,4%	27,8%	(3,4%)	(12,3%)
	Rentabilidad Patrimonio dominante anualizada (ROE)	%	9,9%	13,1%	(3,2%)	(24,7%)
	Rentabilidad del Activo anualizada (ROA)	%	6,6%	7,8%	(1,2%)	(15,1%)

(1) Activo corriente neto de inventarios y pagos anticipados
(2) Se utilizó EBITDA dividido por costos financieros

El índice de liquidez a diciembre de 2014 alcanzó 1,23 veces, presentando una variación de menos 6,1% respecto a diciembre de 2013. A pesar de la baja en índice de liquidez respecto del año anterior la compañía mantiene una excelente posición de liquidez.

La razón de endeudamiento se sitúa en 0,92 veces al 31 de diciembre de 2014, aumentando un 17,9% respecto a diciembre de 2013.

La cobertura de costos financieros presenta una disminución de 0,91 veces o el equivalente a un 17,4%, al pasar de 5,26 veces, en diciembre de 2013, a 4,35 veces en el presente año. Pese al aumento del 2,2% del EBITDA los mayores costos financieros del año inciden negativamente este ratio.

El índice de rentabilidad medido en términos del resultado de explotación sobre los ingresos de explotación baja en un 12,3%, alcanzando un 24,4% a diciembre de 2014.

Por otro lado, la rentabilidad del patrimonio de los propietarios de la controladora (dominante) alcanza el 9,9%, con una disminución del 24,7% respecto del año anterior, producto de menor resultado de la dominante.

La rentabilidad de los activos pasó de un 7,8% en diciembre de 2013, a un 6,6% en el presente año, debido principalmente al menor resultado total del período.

Principales Flujos de Efectivo

La sociedad generó durante el periodo un flujo neto positivo de Ch$114.891 millones, compuesto por los principales items:

Flujo de Efectivo (millones de Ch$)	dic-14	dic-13	Variación	% Variación
Flujo de la Operación	1.698.038	1.700.976	(2.938)	(0,2%)
Flujo de Inversión	(299.687)	(1.223.887)	924.200	(75,5%)
Flujo de Financiamiento	(1.283.460)	336.765	(1.620.225)	(481,1%)
Flujo neto del período	**114.891**	**813.854**	**(698.963)**	**(85,9%)**

Al 31 de diciembre de 2014, las actividades de la operación generaron un menor flujo neto por Ch$2.938 millones, mostrando una disminución del 0,2% respecto del año anterior. Este flujo está compuesto principalmente por los cobros por ventas y otros ingresos por Ch$7.860.511 millones, cobros de otros ingresos de las operaciones por Ch$793.807 millones, compensado por pago a proveedores por Ch$4.395.777 millones, por pago a empleados por Ch$482.784 millones y otros pagos de operación por Ch$2.077.719 millones.

Las actividades de inversión generaron un flujo neto negativo de Ch$299.687 millones, que se explica principalmente por los desembolsos por la incorporación de propiedades, plantas y equipos por Ch$825.909 millones, incorporación de activos intangibles (CINIIF12) por Ch$260.501 millones, incremento de inversión por compra de Inversiones Gas Atacama Holding Ltda. neto de su disponible por Ch$37.655 millones y por aporte de capital a Hidroaysén por Ch$3.315 millones , compensado por intereses recibidos por Ch$93.410 millones, otras entradas de efectivo por Ch$88.179 millones e inversiones en depósitos a plazo mayor a 90 días por Ch$646.104 millones.

Las actividades de financiamiento originaron un flujo neto negativo de Ch$1.283.460 millones, principalmente por pagos de préstamos por Ch$639.056 millones, por el pago de dividendos por Ch$632.808 millones, por pago de intereses por Ch$246.770 millones, otros desembolsos de financiamiento por Ch$145.440 millones y otros desembolsos por compra de acciones de Coelce por Ch$134.482 millones, compra de Inkia Holdings por Ch$250.650 millones y otros por Ch$8.454 millones, compensado por obtención de préstamos por Ch$774.200 millones.

INFORMACION PROPIEDADES PLANTAS Y EQUIPOS POR COMPAÑÍA (millones de Ch$)

Empresa	Desembolsos por Incorporación de Propiedades, Planta y Equipos		Depreciación	
	dic-14	dic-13	dic-14	dic-13
Endesa Chile	420.745	292.017	204.537	189.695
Cachoeira Dourada	7.505	5.971	6.182	5.800
CGTF	25.049	11.084	6.691	5.996
CIEN	5.992	5.574	14.222	13.524
Chilectra S.A.	37.925	40.248	25.826	25.402
Edesur S.A.	180.592	126.535	10.772	12.909
Edelnor S.A.	49.737	58.114	26.510	24.006
Ampla (*)	163.287	105.266	51.202	51.402
Coelce (*)	97.214	59.835	48.049	35.481
Codensa S.A.	74.287	62.608	71.999	61.825
Inmobiliaria Manso de Velasco Ltda.	863	250	260	263
ICT Servicios Informáticos Ltda.	81	9	43	47
Holding Enersis y sociedades de inversión	8.432	4.825	1.224	830
Cemsa	-	12	30	40
Dock Sud	13.093	-	5.722	5.386
EE Piura	1.608	437	5.911	2.867
Total	**1.086.410**	**772.785**	**479.180**	**435.473**

(*) Incluye activos intangibles por concesiones

Principales Riesgos Asociados a la Actividad del Grupo Enersis

Las actividades del Grupo están sujetas a un amplio conjunto de normas gubernamentales, y los cambios que se introduzcan en ellas podrían afectar sus actividades, situación económica y resultado de las operaciones.

Las filiales operativas del Grupo están sujetas a una amplia normativa sobre tarifas y otros aspectos que regulan sus actividades, tanto en Chile, como en los demás países en que operan. En consecuencia, la introducción de nuevas leyes o normas, como la modificación de las leyes o normas vigentes, podrían impactar sus actividades, situación económica y resultados de las operaciones.

Estas nuevas leyes o normas, en ocasiones, modifican aspectos de la regulación que pueden afectar derechos existentes lo que, en su caso, podría tener efectos adversos sobre resultados futuros del grupo.

Las actividades del grupo están sujetas a una amplia reglamentación medioambiental que Enersis cumple de manera permanente. Eventuales modificaciones que se introduzcan en estas materias, podrían afectar las actividades, situación económica y el resultado de las operaciones.

Enersis y sus filiales operativas están sujetas a la normativa medioambiental, que, entre otras cosas, exige la realización de estudios de impacto medioambiental para los proyectos en estudio, la obtención de licencias, permisos y otras autorizaciones preceptivas y el cumplimiento de todos los requisitos previstos en tales licencias, permisos y normas. Al igual que ocurre con cualquier empresa regulada, Enersis no puede garantizar que:

- Las autoridades públicas vayan a aprobar tales estudios de impacto medioambiental;
- La oposición pública no derive en retrasos o modificaciones de cualquier proyecto propuesto;
- Las leyes o normas no se modificarán ni interpretarán de forma tal que aumenten los gastos o se vean afectadas las operaciones, plantas o planes para las empresas del Grupo.

La actividad comercial del Grupo se ha planificado de manera de moderar eventuales impactos derivados de cambios en las condiciones hidrológicas.

Las operaciones del grupo Enersis incluyen la generación hidroeléctrica y, por lo tanto, dependen de las condiciones hidrológicas que existan en cada momento en las amplias zonas geográficas donde se ubican las instalaciones de generación hidroeléctrica del Grupo. Si las condiciones hidrológicas producen sequías u otras condiciones que influyan negativamente en la actividad de generación hidroeléctrica, los resultados podrían verse adversamente afectados, razón por la cual Enersis ha definido como parte esencial de su política comercial no contratar el 100% del total de su capacidad. A su vez, el negocio eléctrico se ve afectado por condiciones atmosféricas tales como temperaturas medias que condicionan el consumo. Dependiendo de cuales sean las condiciones climáticas se pueden producir diferencias en el margen que se obtiene por el negocio.

La situación financiera y el resultado de las operaciones pueden resultar adversamente afectados si no se gestiona eficazmente la exposición al riesgo del tipo de interés, precios de "commodities" y tipo de cambio de divisas.

Riesgo de Tasa de Interés.

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

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

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 86% 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 Enersis según tasa de interés fija más protegida y variable sobre deuda neta total, después de derivados contratados, es la siguiente:

Posición Neta:

	31-12-2014 %	31-12-2013 %
Tasa de interés fijo	86%	72%
Tasa de interés variable	14%	28%
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 y pagos de pólizas de seguros corporativos en moneda diferente a la cual están indexados sus flujos.
- Ingresos en sociedades del Grupo que están directamente vinculados a la evolución de monedas distintas a la de sus flujos.
- Flujos desde filiales en el extranjero a matrices en Chile, expuestos a variaciones de tipo de cambio.

Con el objetivo de mitigar el riesgo de tipo de cambio, la política de cobertura de tipo de cambio del Grupo Enersis 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 Enersis 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 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.

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 20, 22 y anexo 4).

Al 31 de diciembre de 2014, el Grupo Enersis presenta una liquidez de M$ 1.704.745.491 en efectivo y otros medios equivalentes y M$ 353.263.488 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional. Al 31 de diciembre de 2013, el Grupo Enersis tenía una liquidez de M$ 1.606.387.569 en efectivo y medios equivalentes y M$ 208.900.680 en líneas de crédito de largo plazo disponibles de forma incondicional.

Riesgo de Crédito

El Grupo Enersis realiza un seguimiento detallado del riesgo de crédito.

Cuentas por Cobrar Comerciales:

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

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

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

Activos de Carácter Financiero:

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

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

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

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

Medición del Riesgo.

El Grupo Enersis 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 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	31-12-2014 M$	31-12-2013 M$
Tipo de interés	33.135.363	17.236.855
Tipo de cambio	1.065.881	3.074.168
Correlación	(1.187.257)	(390.965)
Total	**33.013.987**	**19.920.058**

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

Otros Riesgos.

Como es práctica habitual en créditos bancarios y en operaciones de mercados de capital, una porción del endeudamiento financiero de Enersis y de su filial Endesa Chile, está sujeta a disposiciones de incumplimiento cruzado. De no ser subsanados ciertos incumplimientos, podrían resultar en un incumplimiento cruzado y eventualmente podrían llegar a hacerse exigibles ciertos pasivos de estas compañías.

El no pago – después de cualquier periodo de gracia aplicable – de deudas de estas compañías o en el caso de Endesa Chile, cuyo capital insoluto individual exceda el equivalente de US$50 millones y cuyo monto en mora también exceda el equivalente de US$50 millones, podría dar lugar al pago anticipado de la línea de crédito internacional. Además, este préstamo contiene disposiciones según las cuales ciertos eventos distintos del no pago, en Endesa Chile, tales como quiebra, insolvencia, sentencias judiciales ejecutoriadas adversas por un monto superior a US$ 100 millones, y expropiación de activos, entre otros, podría ocasionar la declaración de aceleración de esos créditos.

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

Por último, en el caso de los bonos locales y las líneas de crédito de Enersis y Endesa Chile, el pago anticipado de estas deudas, 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.

Valor Libro y Valor 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 deprecian distribuyendo linealmente el costo de los diferentes elementos que lo componen entre los años de vida útil estimada, que constituyen el período en el que las sociedades esperan utilizarlos. Dicha vida útil estimada se revisa periódicamente.

La plusvalía (menor valor de inversiones o fondos de comercio) generada en la consolidación representa el exceso del costo de adquisición sobre la participación del Grupo en el valor razonable de los activos y pasivos, incluyendo los pasivos contingentes y la participación no controladora identificables de una Sociedad filial, en la fecha de adquisición. La plusvalía no se amortiza, sino que al cierre de cada ejercicio contable se procede a estimar si se ha producido en ella algún deterioro que reduzca su valor recuperable a un monto inferior al costo neto registrado, procediéndose, en su caso, al oportuno ajuste por deterioro (Ver Nota 3.e) de los Estados Financieros.

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

Los activos expresados en moneda extranjera, se presentan al tipo de cambio vigente al cierre del período.

Las cuentas y documentos por cobrar a empresas relacionadas se clasifican conforme a su vencimiento en corto y largo plazo. Las operaciones se ajustan a condiciones de equidad similares a las que prevalecen en el mercado.

En resumen, los activos se presentan valorizados de acuerdo a las Normas Internacionales de Información Financiera, cuyos criterios se encuentran expuestos en las Notas N° 2 y 3 de los Estados Financieros.

Estados Financieros Resumidos Empresas Filiales

Estados Financieros Resumidos
Empresas Filiales

al 31 de diciembre de 2014 y 2013

(En miles de pesos)

BALANCES GENERALES RESUMIDOS POR FILIAL	Chilectra		IM Velasco		Servicios Informaticos e Inmobiliarios Ltda.		Distrilima		Edesur	
	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
Activos										
Activos Corrientes	300.765.617	192.097.250	-	28.153.031	49.661.060	4.335.716	142.931.833	106.049.490	409.109.177	217.226.659
Activos No Corrientes	1.240.468.967	1.210.687.971	-	38.156.933	12.658.737	230.392	587.886.652	487.752.640	405.106.897	284.575.650
Total Activos	**1.541.234.584**	**1.402.785.221**	**-**	**66.309.964**	**62.319.797**	**4.566.108**	**730.818.485**	**593.802.130**	**814.216.074**	**501.802.309**
Patrimonio Neto y Pasivos										
Pasivos Corrientes	244.981.389	228.651.498	-	3.943.279	6.426.379	3.866.062	165.061.350	119.780.608	739.412.769	446.887.892
Pasivos No Corrientes	72.612.724	43.735.684	-	460.705	1.595.766	598.655	271.208.226	213.494.034	137.796.785	26.488.657
Patrimonio Neto	1.223.640.471	1.130.398.039	-	61.905.980	54.297.652	101.391	294.548.909	260.527.488	(62.993.480)	28.425.760
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.223.636.381	1.130.394.257	-	31.478.390	51.814.313	101.391	159.576.876	146.317.673	(62.993.480)	28.425.760
Participaciones no controladoras	4.090	3.782	-	30.427.590	2.483.339		134.972.033	114.209.815	-	-
Total Patrimonio Neto y Pasivos	**1.541.234.584**	**1.402.785.221**	**-**	**66.309.964**	**62.319.797**	**4.566.108**	**730.818.485**	**593.802.130**	**814.216.074**	**501.802.309**
ESTADOS DE RESULTADOS INTEGRALES RESUMIDOS POR FILIAL										
Ingresos de actividades ordinarias	1.116.092.610	959.692.208	11.886.950	14.947.934	4.978.227	5.445.388	476.564.658	395.765.287	222.534.863	268.473.425
Otros ingresos	11.799.934	15.331.423	709.389	494.416	-	-	2.130.188	18.141.906	148.876.923	260.179.628
Total de Ingresos de actividades ordinarias y Otros ingresos	1.127.892.544	975.023.631	12.596.339	15.442.350	4.978.227	5.445.388	478.694.846	413.907.193	371.411.786	528.653.053
Materias primas y consumibles utilizados	(855.757.752)	(712.458.219)	(2.146.800)	(2.930.751)	-	(109.116)	(315.115.521)	(266.450.403)	(161.995.240)	(169.802.328)
Margen de Contribución	272.134.792	262.565.412	10.449.539	12.511.599	4.978.227	5.336.272	163.579.325	147.456.790	209.416.546	358.850.725
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	5.039.396	4.205.303					3.300.324	2.798.463	23.153.744	18.108.177
Gastos por beneficios a los empleados	(31.640.442)	(30.387.944)	(1.878.074)	(1.650.021)	(5.243.441)	(5.369.505)	(21.542.237)	(20.112.810)	(142.343.373)	(121.588.649)
Gastos por depreciación y amortización	(27.377.925)	(27.033.400)	(260.406)	(262.570)	(43.259)	(47.379)	(26.510.068)	(24.005.738)	(10.772.411)	(12.909.107)
Reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor)	(776.091)	(8.277.086)	52.127	-	-	-	(1.747.322)	(816.132)	(2.559.659)	(1.951.710)
Otros gastos por naturaleza	(64.522.171)	(62.191.405)	(3.003.501)	(2.524.929)	(1.233.094)	(1.142.014)	(26.106.649)	(21.223.124)	(128.124.044)	(118.511.278)
Resultado de Explotación	152.857.559	138.880.880	5.359.685	8.074.079	(1.541.567)	(1.222.626)	90.973.373	84.097.449	(51.229.197)	121.998.158
Otras ganancias (pérdidas)	(392.778)	(176.425)	21.077.900	2.389.327	-	-	31.910	905.210	-	-
Ingresos financieros	11.641.028	8.218.476	477.231	466.951	-	-	3.387.823	2.556.959	28.970.377	32.944.854
Costos financieros	(3.480.577)	(7.777.656)	(40.782)	(189.921)	(160.066)	(159.754)	(13.418.398)	(16.299.929)	(66.547.390)	(45.795.956)
Participación en las ganancias (pérdida) de asociadas que se contabilicen utilizando el método de la participación	28.879.181	118.317.880	19.239	29.749	-	-	-	-	34.721	42.229
Diferencias de cambio	(3.171.460)	(499.236)	(546)	962	227.828	210.914	(250.591)	(350.443)	(831.020)	(327.888)
Resultados por unidades de reajuste	634.552	558.758	151.888	58.746	756	679				
Ganancia (pérdida) antes de Impuesto	186.967.505	257.522.677	27.044.615	10.829.893	(1.473.049)	(1.170.787)	80.724.117	70.909.246	(89.602.509)	108.861.397
(Gasto) Ingreso por Impuesto a las Ganancias	(36.244.349)	(31.370.850)	(3.029.840)	(1.881.334)	105.583	(71.068)	(20.152.036)	(19.842.343)	3.792.056	(10.685.347)
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	150.723.156	226.151.827	24.014.775	8.948.559	(1.367.466)	(1.241.855)	60.572.081	51.066.903	(85.810.453)	98.176.050
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones discontinuadas										
Ganancia (Pérdida)	150.723.156	226.151.827	24.014.775	8.948.559	(1.367.466)	(1.241.855)	60.572.081	51.066.903	(85.810.453)	98.176.050
Ganancia (pérdida) atribuible a										
Ganancia (pérdida) atribuible a los propietarios de la controladora	150.722.842	226.151.494	20.694.192	5.365.624	(1.367.466)	(1.241.855)	31.711.176	26.660.899	(85.810.453)	98.176.050
Ganancia (pérdida) atribuible a participaciones no controladoras	314	333	3.320.583	3.582.935	-	-	28.860.905	24.406.004	-	-
Ganancia (Pérdida)	**150.723.156**	**226.151.827**	**24.014.775**	**8.948.559**	**(1.367.466)**	**(1.241.855)**	**60.572.081**	**51.066.903**	**(85.810.453)**	**98.176.050**
Estado de Otros Resultados Integrales:										
Otros Ingresos y Gastos con Cargo o Abono en el Patrimonio Neto	(3.602.592)	(20.002.134)	-	(13.317)	(162.550)	(39.030)	14.254.103	1.916.668	(5.608.787)	24.252
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	147.120.564	206.149.693	-	8.935.242	(1.530.016)	(1.280.885)	74.826.184	52.983.571	(91.419.240)	98.200.302
Resultado integral atribuible a los propietarios de la controladora	147.120.248	206.149.360		5.352.307	(1.530.016)	(1.280.885)	39.472.388	27.754.782	(91.419.240)	98.200.302
Resultado integral atribuible a participaciones no controladoras	316	333	-	3.582.935	-	-	35.353.796	25.228.789	-	-
Total Resultado de Ingresos y Gastos Integrales	**147.120.564**	**206.149.693**	**-**	**8.935.242**	**(1.530.016)**	**(1.280.885)**	**74.826.184**	**52.983.571**	**(91.419.240)**	**98.200.302**
ESTADO DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO										
Capital emitido	367.928.682	367.928.682	-	25.916.801	61.948.674	500.000	32.841.625	32.841.625	135.477.599	135.477.599
Ganacias (perdidas) acumuladas	1.227.190.357	1.134.938.014	-	15.224.380	(1.805.007)	(398.609)	91.411.927	86.894.368	(126.742.945)	(43.583.682)
Primas de emisión	566.302	566.302	-		-		-	-	-	-
Otras reservas	(372.048.959)	(373.038.741)	-	(9.662.791)	(8.329.354)	-	35.323.324	26.581.680	(71.728.134)	(63.468.157)
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	1.223.636.382	1.130.394.257	-	31.478.390	51.814.313	101.391	159.576.876	146.317.673	(62.993.480)	28.425.760
Participaciones no controladoras	4.090	3.782	-	30.427.590	2.483.339	-	134.972.033	114.209.815	-	-
Total Patrimonio Neto	1.223.640.472	1.130.398.039	-	61.905.980	54.297.652	101.391	294.548.909	260.527.488	(62.993.480)	28.425.760
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO RESUMIDOS POR FILIAL										
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Operación	36.094.225	136.491.828	3.732.052	14.482.029	922.502	(652.510)	83.447.069	79.288.813	188.056.795	148.438.912
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Inversión	13.004.063	(25.261.494)	(1.443.934)	(3.176.177)	(80.983)	(9.006)	(57.451.165)	(60.260.217)	(180.592.386)	(126.534.530)
Flujos de Efectivo Netos de (Utilizados en) Actividades de Financiación	(64.578.477)	(95.280.198)	(2.297.875)	(11.335.396)	(841.519)	661.516	(10.068.877)	(5.502.637)	(9.632.579)	(18.504.534)
Flujo Neto Positivo (Negativo) del Período	(15.480.189)	15.950.136	(9.757)	(29.544)	-	-	15.927.027	13.525.959	(2.168.170)	3.399.848
Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio sobre el Efectivo y Equivalentes al Efectivo	422.292	23.570	-	-	-	-	3.021.911	451.938	(881.277)	(8.682.746)
Efecto de los Cambios del Alcance de la Consolidación en Efectivo y Equivalentes al Efectivo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Inicial	22.774.490	6.800.784	14.326	43.870	-	-	41.802.393	27.824.496	8.696.329	13.979.227
Efectivo y Equivalentes al Efectivo, Estado de Flujos de Efectivo, Saldo Final	**7.716.593**	**22.774.490**	**4.569**	**14.326**	**-**	**-**	**60.751.331**	**41.802.393**	**5.646.882**	**8.696.329**

Endesa Chile		Codensa		Enel Brasil		Generalima		Cemsa		Dock Sud		Caboblanco	
2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013	2014	2013
1.038.057.558	965.431.656	254.296.273	286.639.350	854.733.661	828.001.928	5.388.518	1.090.863	28.225.496	31.020.654	27.295.230	31.153.011	43.338.831	33.336.208
6.199.614.341	5.796.693.180	928.936.117	965.222.710	2.303.014.999	2.190.312.916	47.434.910	42.451.799	873.712	838.347	72.509.102	67.474.319	80.059.963	76.556.547
7.237.671.899	**6.762.124.836**	**1.183.232.390**	**1.251.862.060**	**3.157.748.660**	**3.018.314.844**	**52.823.428**	**43.542.662**	**29.099.208**	**31.859.001**	**99.804.332**	**98.627.330**	**123.398.794**	**109.892.755**
1.392.737.593	1.238.391.435	337.839.517	289.883.566	481.334.130	507.172.893	18.110.685	10.035.150	24.701.137	26.525.439	19.320.789	123.350.918	13.222.522	11.319.405
2.321.047.965	1.935.919.411	358.873.772	345.076.634	959.822.164	806.219.181	7.052.044	6.827.226	-	-	15.583.458	14.217.920	47.895.051	48.505.916
3.523.886.341	3.587.813.990	486.519.101	616.901.860	1.716.592.366	1.704.922.770	27.660.699	26.680.286	4.398.071	5.333.562	64.900.085	(38.941.508)	62.281.221	50.067.434
2.700.280.484	2.651.967.847	486.519.101	616.901.860	1.210.004.048	1.227.716.464	27.660.699	26.680.286	4.398.071	5.333.562	47.286.137	(21.999.201)	38.072.987	30.123.118
823.605.857	935.846.143	-	-	506.588.318	477.206.306	-	-	-	-	17.613.948	(16.942.307)	24.208.234	19.944.316
7.237.671.899	**6.762.124.836**	**1.183.232.390**	**1.251.862.060**	**3.157.748.660**	**3.018.314.844**	**52.823.428**	**43.542.662**	**29.099.208**	**31.859.001**	**99.804.332**	**98.627.330**	**123.398.794**	**109.892.755**
2.364.210.976	1.965.903.869	980.294.259	815.252.120	2.084.566.799	1.699.600.885	-	-	591.275	620.620	61.605.798	40.248.435	50.819.190	33.568.037
82.323.337	61.528.111	2.476.439	37.527.949	184.993.162	171.869.960	-	-	689.663	970.867	292	938.059	29.735	183.734
2.446.534.313	**2.027.431.980**	**982.770.698**	**852.780.069**	**2.269.559.961**	**1.871.470.845**	**-**	**-**	**1.280.938**	**1.591.487**	**61.606.090**	**41.186.494**	**50.848.925**	**33.751.771**
(1.119.458.199)	(830.873.572)	(547.593.754)	(464.474.671)	(1.405.383.543)	(1.082.324.727)	-	-	(203.349)	-	(34.976.794)	(23.933.029)	(20.916.046)	(19.030.165)
1.327.076.114	**1.196.558.408**	**435.176.944**	**388.305.398**	**864.176.418**	**789.146.118**	**-**	**-**	**1.077.589**	**1.591.487**	**26.629.296**	**17.253.465**	**29.932.879**	**14.721.606**
29.170.488	18.981.922	4.446.424	3.809.445	12.046.728	13.877.942	118.880	83.324	-	-	-	-	-	100.952
(134.904.835)	(123.449.758)	(35.616.518)	(33.308.955)	(108.323.685)	(100.989.527)	(530.299)	(243.972)	(1.375.955)	(1.451.550)	(3.403.632)	(3.049.753)	(2.222.804)	(1.391.222)
(205.141.244)	(189.695.339)	(71.998.972)	(61.825.005)	(126.563.269)	(112.424.426)	(1.194)	(3.778)	(30.453)	(39.631)	(5.722.420)	(5.386.196)	(5.911.335)	(2.868.718)
(14.519.312)	(6.458.953)	(2.401.454)	(236.860)	(29.563.651)	(51.248.898)	-	-	-	-	-	(5.788.836)	-	(99.448)
(126.360.628)	(113.097.401)	(67.631.399)	(55.855.604)	(169.482.196)	(147.730.283)	(618.492)	(320.649)	(505.249)	(540.725)	(8.038.472)	(5.563.959)	(4.215.444)	(3.219.005)
875.320.583	**782.838.879**	**261.975.025**	**240.888.419**	**442.290.345**	**390.630.926**	**(1.031.105)**	**(485.075)**	**(834.068)**	**(440.419)**	**9.464.772**	**(2.535.279)**	**17.583.296**	**7.244.165**
43.401.445	3.357.139	46.514	70.773	-	2.761.811	903.328	-	-	-	39.368	50.614	8.885	10.644
95.553.630	18.292.343	7.242.116	7.279.595	78.539.402	144.271.487	2.611	691	338.697	298.995	1.760.803	1.187.960	577.939	245.688
(136.828.592)	(142.666.776)	(33.912.253)	(30.335.481)	(227.164.548)	(120.687.813)	(565.981)	(181.265)	(142.264)	37.891	(3.014.903)	(6.746.174)	(3.035.761)	(1.191.761)
7.185.101	119.347.183	2.561.678	933.704	-	3	-	-	-	-	-	-	-	-
(41.433.028)	(13.756.657)	46.049	(67.117)	2.978.101	2.063.075	(466.302)	(193.434)	259.788	532.544	(26.083.593)	(23.419.384)	(2.882.068)	(3.025.626)
13.926.117	1.001.573												
857.125.256	**768.413.684**	**237.959.129**	**218.769.893**	**296.643.300**	**419.039.489**	**(1.157.449)**	**(859.083)**	**(377.847)**	**429.011**	**(17.833.553)**	**(31.462.263)**	**12.252.291**	**3.283.110**
(238.152.509)	(204.907.447)	(82.240.155)	(75.302.322)	(85.139.697)	(96.490.988)	-	-	36.614	(156.243)	(6.292.935)	(1.609.248)	(3.166.090)	(1.080.393)
618.972.747	**563.506.237**	**155.718.974**	**143.467.571**	**211.503.603**	**322.548.501**	**(1.157.449)**	**(859.083)**	**(341.233)**	**272.768**	**(24.126.488)**	**(33.071.511)**	**9.086.201**	**2.202.717**
618.972.747	**563.506.237**	**155.718.974**	**143.467.571**	**211.503.603**	**322.548.501**	**(1.157.449)**	**(859.083)**	**(341.233)**	**272.768**	**(24.126.488)**	**(33.071.511)**	**9.086.201**	**2.202.717**
334.556.376	353.926.779	155.718.974	143.467.571	160.938.515	235.577.056	(1.157.449)	(859.083)	(341.233)	272.768	(15.268.586)	(22.049.606)	5.466.367	1.322.234
284.416.371	209.579.458	-	-	50.565.088	86.971.445	-	-	-	-	(8.857.902)	(11.021.905)	3.619.834	880.483
618.972.747	**563.506.237**	**155.718.974**	**143.467.571**	**211.503.603**	**322.548.501**	**(1.157.449)**	**(859.083)**	**(341.233)**	**272.768**	**(24.126.488)**	**(33.071.511)**	**9.086.201**	**2.202.717**
(103.941.294)	(76.447.979)	(50.659.795)	4.252.616	23.085.738	(54.523.686)	2.137.862	10.309	(594.258)	(1.084.299)	6.343.207	5.266.388	4.030.838	1.212.989
515.031.453	**487.058.258**	**105.059.179**	**147.720.187**	**234.589.341**	**268.024.815**	**980.413**	**(848.774)**	**(935.491)**	**(811.531)**	**(17.783.281)**	**(27.805.123)**	**13.117.039**	**3.415.706**
276.001.825	279.020.022	105.059.179	147.720.187	178.066.243	194.504.357	980.413	(848.774)	(935.491)	(811.531)	(11.465.654)	(19.358.854)	7.949.867	2.043.407
239.029.628	208.038.236	-	-	56.523.098	73.520.458	-	-	-	-	(6.317.627)	(8.446.269)	5.167.172	1.372.299
515.031.453	**487.058.258**	**105.059.179**	**147.720.187**	**234.589.341**	**268.024.815**	**980.413**	**(848.774)**	**(935.491)**	**(811.531)**	**(17.783.281)**	**(27.805.123)**	**13.117.039**	**3.415.706**
1.331.714.085	1.331.714.085	3.934.010	3.934.010	1.096.540.465	1.096.540.465	27.523.467	27.523.467	2.210.996	2.210.996	61.893.931	20.613.502	7.633.530	7.633.530
2.010.744.273	1.908.211.855	33.297.825	113.020.789	(147.247.407)	(56.839.568)	(2.016.532)	(859.083)	(247.974)	272.768	(9.749.359)	(22.049.606)	29.293.457	21.768.415
206.008.557	206.008.557	3.970.226	3.970.226	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(848.186.431)	(793.966.650)	445.317.040	495.976.835	260.710.990	188.015.567	2.153.764	15.902	2.435.049	2.849.798	(4.858.436)	(20.563.097)	1.146.000	721.173
2.700.280.484	**2.651.967.847**	**486.519.101**	**616.901.860**	**1.210.004.048**	**1.227.716.464**	**27.660.699**	**26.680.286**	**4.398.071**	**5.333.562**	**47.286.136**	**(21.999.201)**	**38.072.987**	**30.123.118**
823.605.857	935.846.143	-	-	506.588.318	477.206.306	-	-	-	-	17.613.949	(16.942.307)	24.208.234	19.944.316
3.523.886.341	3.587.813.990	486.519.101	616.901.860	1.716.592.366	1.704.922.770	27.660.699	26.680.286	4.398.071	5.333.562	64.900.085	(38.941.508)	62.281.221	50.067.434
816.799.505	707.769.050	218.066.750	204.679.719	431.141.108	462.876.861	(474.053)	(4.554.972)	(771.865)	(2.938.020)	7.389.246	3.035.781	25.702.141	4.198.274
(327.447.136)	(185.746.221)	(16.909.564)	(103.377.146)	(160.819.140)	(200.069.337)	(3.573.908)	(1.283.549)	112.190	601.286	(9.512.713)	979.433	3.413.314	(3.988.473)
(452.258.979)	(429.587.423)	(169.208.067)	(115.866.665)	(326.502.620)	(199.139.356)	4.023.822	3.185.843	-	-	1.627.361	(3.735.552)	(11.480.210)	(2.223.752)
37.093.390	**92.435.406**	**31.949.119**	**(14.564.092)**	**(56.180.652)**	**63.668.168**	**(24.139)**	**(2.652.678)**	**(659.675)**	**(2.336.734)**	**(496.106)**	**279.662**	**17.635.245**	**(2.013.951)**
(24.242.264)	(4.305.760)	(15.243.874)	(1.093.537)	3.847.445	(9.496.729)	20.588	44.059	20.011	(342.437)	(780.520)	(786.672)	493.679	409.279
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
323.807.379	**235.677.733**	**116.480.956**	**132.138.585**	**250.185.571**	**196.014.132**	**21.297**	**2.629.916**	**2.598.859**	**5.278.030**	**6.413.101**	**6.920.111**	**6.732.678**	**8.337.350**
336.658.505	**323.807.379**	**133.186.201**	**116.480.956**	**197.852.364**	**250.185.571**	**17.746**	**21.297**	**1.959.195**	**2.598.859**	**5.136.475**	**6.413.101**	**24.861.602**	**6.732.678**

Administración y Ejecutivos Principales

PRESIDENTE
Jorge Rosenblut
TELÉFONO (56) 2 2263 9110

VICEPRESIDENTE
Borja Prado Eulate
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Hernán Somerville Senn
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Alberto De Paoli
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Andrea Brentan
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTORA
Carolina Schmidt Zaldívar
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

DIRECTOR
Rafael Fernández Morandé
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

GERENTE GENERAL
Luca D'Agnese
TELÉFONO (56) 2 2263 9130

SUBGERENTE GENERAL
Daniel Mauricio Fernández Koprich
TELÉFONO (56) 2 2353 4663

GERENTE DE AUDITORÍA INTERNA
Alain Rosolino
TELÉFONO (56) 2 2353 4647

GERENTE DE COMUNICACIONES
José Miranda Montecinos
TELÉFONO (56) 2 2675 2746

GERENTE DE RELACIONES INSTITUCIONALES
Francesco Giorgianni
TELÉFONO (56) 2 2675 2365

GERENTE RECURSOS HUMANOS Y ORGANIZACIÓN
Paola Visintini Vaccarezza
TELÉFONO (56) 2 2675 4686

GERENTE DE ADMINISTRACIÓN, FINANZAS Y CONTROL
Francisco Javier Galán Allué
TELÉFONO (56) 2 2263 9130

GERENTE DE PLANIFICACIÓN Y CONTROL
Marco Fadda
TELÉFONO (56) 2 2353 4684

ASESORÍA JURÍDICA Y GOBIERNO CORPORATIVO
Domingo Valdés Prieto
TELÉFONO (56) 2 2353 4631

GERENTE DE APROVISIONAMIENTO
Antonio Barreda
TELÉFONO (56) 2 2353 4635

Relación con inversionistas y accionistas

GERENTE DE RELACIÓN CON INVERSIONISTAS
Pedro Cañamero González
TELÉFONO (56) 2 2353 4682

CITIBANK NY
Teresa Loureiro-Stein
TELÉFONO (1-212) 816 6814

SANTANDER INVESTMENT
Ignacio Algora
TELÉFONO (34-91) 289 3951

Enersis es una empresa del Grupo Enel

Enel
Official Global Partner

MILANO 2015
1 MAY • 31 OCTOBER

enersis.cl